



Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2010

INFO-0823



Septembre 2011



Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par la personnel de la CCSN pour 2010

© Ministre de Travaux publics et Services gouvernementaux Canada (TPSGC) 2011
Numéro de catalogue de TPSGC CC171-11/2010F-PDF
ISSN 1926-1721

Publié par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN)
Numéro de catalogue de la CCSN : INFO-0823

La reproduction d'extraits du présent document à des fins personnelles est autorisée à condition que la source soit indiquée en entier. Toutefois, sa reproduction en tout ou en partie à des fins commerciales ou de redistribution nécessite l'obtention préalable d'une autorisation écrite de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Also available in English under the title: CNSC staff integrated safety assessment of Canadian nuclear power plants for 2010

Disponibilité du document

Les personnes intéressées peuvent consulter le document sur le site Web de la CCSN à suretenucleaire.gc.ca ou en commander des exemplaires, en français ou en anglais, en communiquant avec la :

Commission canadienne de sûreté nucléaire
280, rue Slater
C.P. 1046, Succursale B
Ottawa (Ontario) K1P 5S9
CANADA

Téléphone : (613) 995-5894 ou 1-800-668-5284 (Canada seulement)
Télécopieur : (613) 995-5086
Courriel : info@cnsccsn.gc.ca
Site web : suretenucleaire.gc.ca

Images de la page couverture : Centrales nucléaires canadiennes

De gauche à droite :

centrales nucléaires Bruce-A et Bruce-B (Tiverton, Ontario)
centrale nucléaire Darlington (Bowmanville, Ontario)
centrale nucléaire Gentilly-2 (Becancour, Québec)
centrales nucléaires Pickering-A et Pickering-B (Pickering, Ontario)
centrale nucléaire Point Lepreau (Point Lepreau, Nouveau-Brunswick)

**Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales
nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2010**

INFO-0823

Septembre 2011

AVANT-PROPOS

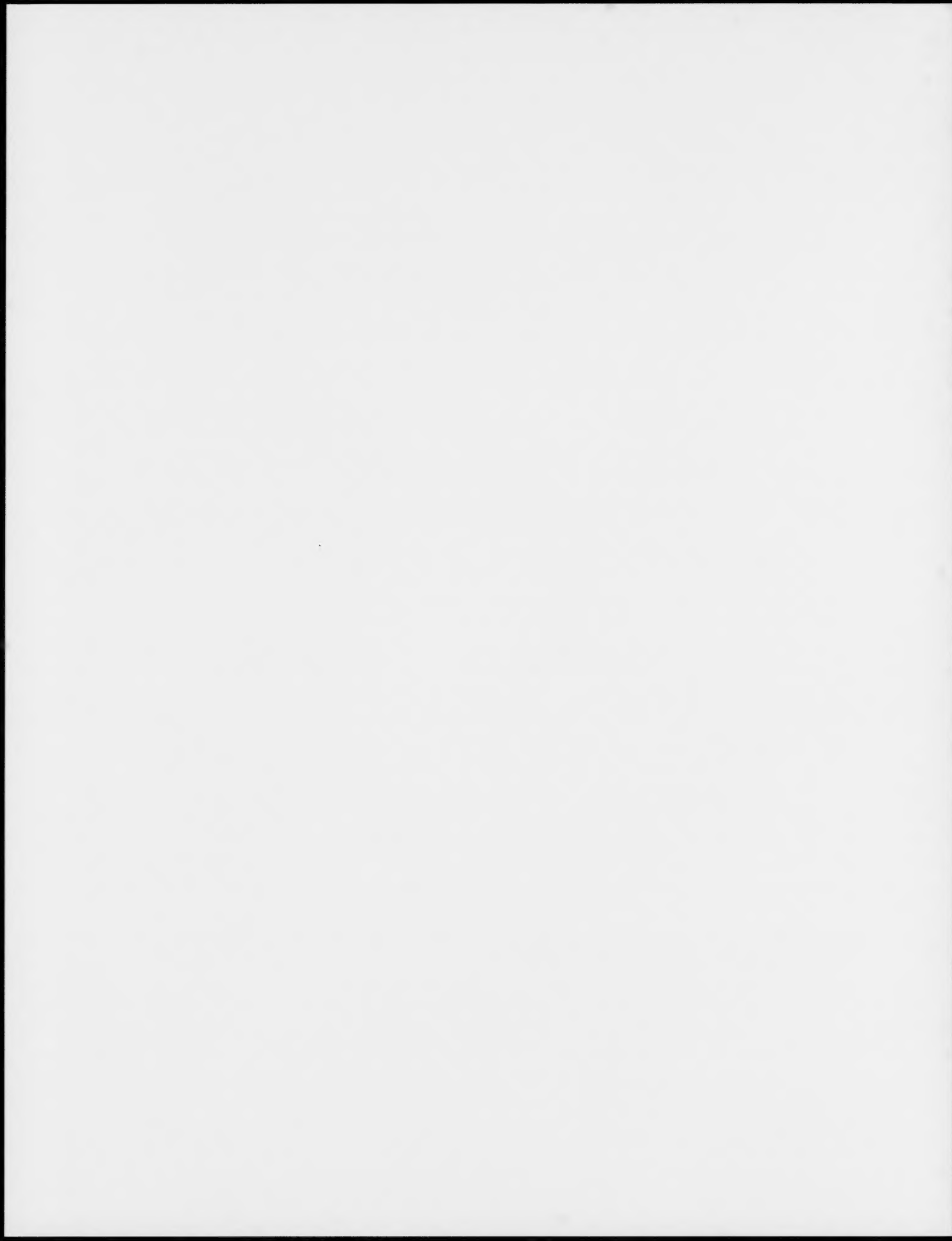
Le rapport sur *l'Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2010* (le Rapport 2010 sur les centrales nucléaires) présente le sommaire de l'évaluation du rendement en matière de sûreté du secteur de l'énergie nucléaire au Canada effectuée par le personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) en 2010. Il fournit le détail des progrès réalisés aux chapitres de la conformité et des questions d'ordre réglementaire jusqu'au mois d'avril 2011.

Le Rapport 2010 sur les centrales nucléaires résume également les mesures prises par les titulaires de permis de centrales nucléaires et le personnel de la CCSN afin de tirer parti des premières leçons apprises du séisme et du tsunami survenus au Japon et ainsi confirmer que le dossier de sûreté global des centrales nucléaires canadiennes demeure solide. Plus particulièrement, il a été démontré que les centrales nucléaires disposent de systèmes de sûreté redondants efficaces leur permettant de résister aux événements externes, ainsi que de procédures adéquates et d'un personnel qualifié disponible en tout temps pour répondre à de tels événements.

Un rapport détaillé sur les mesures prévues ou prises à la suite des leçons tirées des événements au Japon sera inclus au Rapport sur les centrales nucléaires de l'an prochain.

TABLE DES MATIÈRES

Avant-propos	ii
Sommaire	1
Partie I – Rendement en matière de sûreté	13
IA – Ensemble des centrales – Rendement et développements.....	14
IB – Rendement des centrales.....	49
1B.1 Bruce-A et Bruce-B	49
1B.2 Darlington.....	62
1B.3 Pickering-A.....	74
1B.4 Pickering-B.....	83
1B.5 Gentilly-2.....	93
1B.6 Point Lepreau.....	106
Partie II – Développement et questions en matière de réglementation.....	117
2.1 Bruce-A et Bruce-B	121
2.2 Darlington.....	128
2.3 Pickering-A.....	133
2.4 Pickering-B.....	139
2.5 Gentilly-2.....	144
2.6 Point Lepreau.....	148
Partie III – Sommaire et conclusions	150
Annexe A – Définitions des domaines de sûreté et de réglementation.....	153
Annexe B – Méthode d'attribution des cotes et définitions des cotes	161
Annexe C – Glossaire.....	166
Annexe D – Sigles et acronymes	169
Annexe E – Recherche et développement en appui à la réglementation des centrales nucléaires.....	171
Annexe F – Doses de rayonnement reçues aux centrales nucléaires en 2010	178



SOMMAIRE

Ce rapport, intitulé *Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2010* (Rapport 2010 sur les centrales nucléaires) présente un sommaire de l'évaluation du rendement en matière de sûreté du secteur de l'énergie nucléaire au Canada effectuée par le personnel de la CCSN en 2010 et fournit des détails sur les progrès réalisés aux chapitres de la conformité et des questions réglementaires jusqu'à la fin d'avril 2011.

L'adoption de nouveaux domaines de sûreté et de réglementation (DSR) a nécessité des changements au rapport sur les centrales nucléaires pour l'année 2010. Quatorze DSR, couvrant 69 domaines spécifiques, ont été adoptés et chacun d'eux a fait l'objet d'une évaluation du rendement en matière de sûreté, ce rendement étant décrit dans le présent rapport sur les centrales nucléaires.

Ce rapport comprend deux parties principales. La première présente une évaluation du rendement en matière de sûreté dans l'ensemble des centrales nucléaires et pour chacune des centrales nucléaires, celle-ci couvrant l'année 2010 au complet. La deuxième partie donne des renseignements détaillés sur des questions d'autorisation et d'autres questions de réglementation concernant chacune des centrales (elle couvre la période de janvier 2010 à avril 2011, offrant ainsi un regard plus récent sur les questions d'intérêt à chacune des centrales nucléaires).

Faits saillants sur le rendement global

À la suite de l'évaluation des observations découlant des inspections, examens documentaires et revues d'événement et d'indicateurs de rendement, le personnel de la CCSN a conclu que les centrales nucléaires autorisées au Canada ont été exploitées de manière sûre en 2010. Cette conclusion repose sur les observations suivantes :

- aucune défaillance grave de système fonctionnel n'est survenue aux centrales nucléaires
- aucun membre du public n'a reçu une dose de rayonnement dépassant les limites réglementaires
- il n'y a eu aucune confirmation de doses de rayonnement aux travailleurs supérieures aux limites réglementaires
- la gravité des blessures non radiologiques chez les travailleurs était minime
- aucun rejet dans l'environnement n'a excédé les limites réglementaires
- les titulaires de permis se sont conformés aux conditions de leurs permis relatives aux obligations internationales du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire

Le rapport sur les centrales nucléaires contient les cotes attribuées au rendement dans chacun des DSR (sauf dans le cas du domaine « Sécurité » dont la cote de rendement est présentée dans un rapport séparé et classifié) et une cote intégrée de rendement pour

chacune de ces centrales. La cote intégrée de rendement est une mesure générale, pour chaque centrale nucléaire, de l'acceptabilité globale du rendement dans l'ensemble des DSR et domaines spécifiques s'appliquant, en regard des exigences et attentes pertinentes.

L'évaluation par la CCSN des DSR à chacune des centrales nucléaires a confirmé, à un niveau de détail plus grand, que les dispositions prises par les titulaires de permis pour préserver la santé et la sécurité des personnes, protéger l'environnement et pour respecter les obligations internationales du Canada répondaient aux attentes de la CCSN en matière de rendement. Le tableau 1 donne les cotes attribuées au rendement dans chacun des DSR et les cotes intégrées de rendement attribuées à chacune des centrales nucléaires pour l'année 2010 ainsi que les moyennes pour l'ensemble des centrales. Les cotes sont « Entièrement satisfaisant (ES) », « Satisfaisant (SA) », « Inférieur aux attentes (IA) » et « Inacceptable (IN) ». L'Annexe B les explique clairement.

Tableau 1 : Cotes de rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada pour l'année 2010

Domaine de sûreté	Bruce		Darlington	Pickering		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Système de gestion	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Rendement en matière d'exploitation	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Radioprotection	IA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Santé et sécurité au travail	ES	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Protection de l'environnement	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion des urgences et protection contre l'incendie	SA	SA	SA	SA	SA	SA	IA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion des déchets*	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Sécurité**	Réglementé, voir le CMD 11-M46.A							
Garantie**	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Emballage et transport*	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

* Les domaines « Gestion des déchets » et « Emballage et transport » n'ont pas été tenus en compte pour déterminer les cotes intégrées de rendement parce que les permis des centrales nucléaires ne reflètent pas tous le nouveau contenu incorporant un manuel des conditions du permis (MCP) faisant référence à la nouvelle structure des DSR.

** Les domaines « Sécurité » et « Garanties » n'ont également pas été utilisées pour déterminer les cotes intégrées de rendement, reconnaissant que ces domaines couvrent des éléments importants du mandat de la CCSN qui complètent, mais ne sont pas liés à la préservation de la santé et de la sécurité des personnes et à la protection de l'environnement.

Pour l'année 2010, la cote intégrée de rendement « Entièrement satisfaisant » a été attribuée à la centrale Darlington et la cote « Satisfaisant » à toutes les autres centrales. Ceci représente une baisse par rapport à 2009 alors que la cote intégrée de rendement « Entièrement satisfaisant » avait été attribuée à trois centrales. Cette différence est attribuable aux changements apportés aux éléments de la cote intégrée de centrale pour l'année 2010 et l'introduction de la structure des DSR en remplacement des domaines de sûreté et de leurs programmes en usage précédemment.

Les cotes attribuées au rendement dans les DSR pour l'année 2010 varient de « Inférieur aux attentes » à « Entièrement satisfaisant ». Ceci représente également une baisse par rapport à 2009 alors qu'aucune cote « Inférieur aux attentes » n'avait été attribuée au rendement dans un domaine de sûreté aux centrales. Cependant, dans les cas où la cote « Inférieur aux attentes » a été attribuée au rendement pour l'année 2010, dans le domaine « Radioprotection » à la centrale Bruce-A et dans le domaine « Gestion des urgences et protection contre l'incendie » à la centrale Point Lepreau, le personnel de la CCSN a déterminé que les titulaires de permis prenaient des mesures appropriées pour régler les questions pertinentes dans les domaines en cause et vérifie l'efficacité de ces mesures.

Faits saillants du rendement de chaque centrale

Bruce-A et Bruce-B

La cote intégrée de rendement attribuée aux centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2010 est « Satisfaisant » dans le deux cas. Ceci représente une baisse par rapport à l'année 2009 alors que la cote « Entièrement satisfaisant » avait été attribuée aux deux centrales. Ce changement s'explique par les cotes plus élevées attribuées en 2009 au rendement dans les domaines « Exploitation » et « Préparation aux situations d'urgence » (maintenant « Rendement en matière d'exploitation » et « Gestion des urgences et protection contre l'incendie » respectivement) et la cote plus basse attribuée pour l'année 2010 au rendement dans le domaine « Radioprotection » à la centrale Bruce-A.

Aux deux centrales, la cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans la plupart des DSR et la cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Santé et sécurité au travail ». Cependant, la cote « Inférieur aux attentes » a été attribuée au rendement dans le DSR « Radioprotection » à la centrale Bruce-A.

La principale raison de cette cote est l'incident lié à la présence imprévue de contamination alpha qui a eu lieu à la tranche 1 en novembre 2009. Trois travailleurs ont reçu des doses de rayonnement allant de 5 à 10 milliSieverts (mSv), cependant, aucun travailleur n'a reçu une dose dépassant les limites réglementaires (c'est-à-dire 50 mSv par année et 100 mSv par période de dosimétrie de 5 ans). Bruce Power a pris les mesures correctives appropriées en réponse à cet incident.

Darlington

La cote intégrée de rendement « Entièrement satisfaisant » a de nouveau été attribuée à la centrale Darlington pour l'année 2010, aucun changement par rapport à 2009.

La cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au rendement dans les DSR « Exploitation », « Aptitude fonctionnelle de l'équipement », « Radioprotection » et « Santé et sécurité au travail ». Un arrêt de l'installation d'extraction de tritium a eu lieu à la centrale Darlington. Celui-ci a été effectué de manière sûre et conformément aux procédures prescrites.

Pickering-A et Pickering-B

La cote intégrée de rendement « Satisfaisant » a été attribuée aux centrales Pickering-A et Pickering-B pour l'année 2010, donc aucun changement par rapport à l'année 2009 alors que la même cote avait été attribuée aux deux centrales.

La cote « Satisfaisant » a également été attribuée au rendement dans tous les DSR. Ontario Power Generation (OPG) a pris des mesures dans le domaine « Protection de l'environnement » afin de diminuer le taux de mortalité des poissons à chacune des centrales. Un arrêt pour effectuer un essai du bâtiment sous vide, prévu une fois aux 10 ans, a été complété de manière sûre et selon l'échéancier établi. Cependant, cet essai a soulevé des problèmes, par exemple les boulons d'ancrage de la tuyauterie de l'eau de service d'urgence qui n'étaient pas en place, auxquels le titulaire de permis cherche présentement les solutions.

Gentilly-2

La cote intégrée de rendement « Satisfaisant » a été attribuée à la centrale Gentilly-2 pour l'année 2010, donc aucun changement par rapport à l'année 2009.

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans tous les DSR. Une inspection des tuyaux d'alimentation a été effectuée à Gentilly-2 lors de l'arrêt au printemps 2010 et aucun des 421 tuyaux inspectés n'avait de défauts. Bien que le programme de protection contre l'incendie soit satisfaisant à la centrale Gentilly-2 et qu'il ne représente pas un risque pour les travailleurs, le public, la sûreté de la centrale et l'environnement, le personnel de la CCSN a jugé que ce programme n'est plus à jour et qu'il doit être révisé afin de répondre aux exigences de la norme N293-07 de l'Association canadienne de normalisation (CSA). Ceci sera effectué conformément au plan de transition décrit dans le manuel des conditions du permis (MCP) et il est prévu que la révision sera mise en œuvre avant la fin de 2012.

Point Lepreau

La cote intégrée de rendement « Satisfaisant » a été attribuée à la centrale Point Lepreau pour l'année 2010. Cette cote est la même que celle attribuée pour l'année 2009. La cote « Satisfaisant » a également été attribuée au rendement dans la plupart des DSR à la centrale Point Lepreau pour l'année 2010. Cependant, la cote « Inférieur aux attentes » a été attribuée au rendement dans le domaine « Gestion des urgences et protection contre l'incendie ». Cette cote est fondée sur des lacunes relatives aux exercices de la brigade incendie et des équipes d'intervention en cas d'urgence. Le titulaire de permis travaille présentement à éliminer ces lacunes.

Les activités de réfection se sont poursuivies à la centrale Point Lepreau en 2010. Le redémarrage du réacteur étant prévu en 2012, les domaines qui, à cause des activités de réfection, n'avaient pas été évalués en 2009 ou pour lesquels une cote de rendement n'avait pas été attribuée ont été évalués en 2010.

Leçons tirées du séisme et du tsunami au Japon

En réponse aux événements survenus au Japon en mars 2011, le personnel de la CCSN a fait parvenir une requête aux titulaires de permis des installations nucléaires importantes au Canada leur demandant, en vertu du paragraphe 12(2) du *Règlement général sur la sûreté et la réglementation nucléaires (RGSRN)*, de prendre à leurs installations des mesures particulières, y compris :

- d'examiner les leçons initiales tirées du séisme au Japon et de revoir les dossiers de sûreté des centrales nucléaires, plus particulièrement le concept fondamental de défense en profondeur, en portant une attention particulière :
 - aux risques externes comme les tremblements de terre, les inondations, les incendies et les phénomènes météorologiques extrêmes
 - aux mesures visant à prévenir les accidents graves et à atténuer leurs conséquences
 - à la préparation aux situations d'urgence
- de soumettre un rapport sur les plans de mise en œuvre de mesures, à court et à long terme, pour éliminer tout écart important

Tous les titulaires de permis ont réagi conformément aux attentes initiales, soumettant leurs plans et échéanciers pour répondre à la demande de la CCSN. Ils ont conclu que le dossier de sûreté global demeurait solide. Le personnel de la CCSN a de plus effectué une série de tournées d'inspection à chaque centrale afin de confirmer cela.

INTRODUCTION

La CCSN publie chaque année un rapport donnant un sommaire de l'évaluation du rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada effectuée par son personnel. Cette évaluation est effectuée en fonction des prescriptions de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires (LSRN)* et des règlements connexes, ainsi que des conditions des permis d'exploitation et des normes et documents d'application de la réglementation pertinents. *L'Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2010* (Rapport 2010 sur les centrales nucléaires) présente une évaluation du rendement en matière de sûreté du secteur de l'énergie nucléaire dans son ensemble ainsi que du rendement de chacune des centrales nucléaires.

Les titulaires de permis sont tenus de mettre en œuvre des programmes qui incorporent des dispositions adéquates pour protéger l'environnement, préserver la santé et la sécurité des personnes, maintenir la sécurité nationale et respecter les obligations internationales du Canada. Ceci signifie que les titulaires de permis sont responsables d'exploiter leurs centrales de manière sûre.

Les évaluations présentées dans le présent rapport reposent sur l'information recueillie par le personnel de la CCSN lors d'inspections, d'activités de surveillance générale, d'examen documentaires et de revues d'événements et d'indicateurs de rendement.

Nouveautés en 2010

Au cours de l'année 2010, la CCSN a continué d'améliorer ses activités en apportant des changements à ses façons de faire en soutien à ses fonctions de réglementation. Ces changements ont nécessité des révisions au contenu et à la présentation du rapport 2010 sur les centrales nucléaires telles que décrites ci-après :

Domaines de sûreté et de réglementation

L'application de la nouvelle structure des domaines de sûreté et de réglementation à l'ensemble des permis d'exploitation a été effectuée en 2010. Cette structure comporte un ensemble commun de termes en matière de sûreté et de réglementation qui sont applicables dans l'ensemble de la CCSN. Les DSR font partie d'un cadre global comprenant 14 DSR regroupés en trois domaines fonctionnels (Gestion, Installation et équipement et Processus de contrôle de base). Cette nouvelle structure remplace les domaines de sûreté et programmes utilisés précédemment.

Le tableau 2 donne une comparaison entre les anciens domaines de sûreté et les nouveaux DSR. Il montre que trois des domaines de sûreté ont été scindés pour former six DSR, un programme de sûreté a été joint à un autre domaine de sûreté pour former un nouveau DSR et deux nouveaux DSR ont été ajoutés. Le résultat net étant que neuf domaines de sûreté sont maintenant remplacés par 14 DSR. Le rendement en matière de sûreté de l'ensemble des centrales nucléaires et de chacune des centrales sera déterminé et présenté en regard des DSR.

Tableau 2 : Comparaison entre les domaines de sûreté de 2009 et les domaines de sûreté et de réglementation de 2010

Domaines de sûreté en 2009	Domaines de sûreté et de réglementation correspondants en 2010
Exploitation	Rendement en matière d'exploitation Santé et sécurité au travail
Assurance du rendement	Système de gestion Gestion du rendement humain
Conception et analyse	Conception matérielle Analyse de la sûreté
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	Aptitude fonctionnelle
Préparation aux situations d'urgence	Gestion des urgences et protection contre l'incendie*
Protection de l'environnement	Protection de l'environnement
Radioprotection	Radioprotection
Sécurité des sites	Sécurité
Garanties	Garanties
	Gestion des déchets
	Emballage et transport

* Le domaine « Protection contre l'incendie », partie intégrante du domaine « Conception et analyse » en 2009, fait maintenant partie du DSR « Gestion des urgences et protection contre l'incendie »

Tel que précisé à l'annexe A, les 14 DSR se divisent en 69 domaines spécifiques qui définissent les sujets d'intérêt pour chacun d'entre eux.

Le contenu du rapport

Dans le cadre de l'initiative de réforme des permis de centrales nucléaires, la CCSN a modifié les rapports annuels présentés au tribunal de la Commission et au public sur le rendement des centrales nucléaires en matière de sûreté. Par conséquent, le rapport sur les centrales nucléaires présente maintenant des renseignements non seulement sur leur rendement en matière de sûreté, mais également sur la situation relative aux obligations réglementaires découlant des décisions rendues dans le cadre de la délivrance des permis ainsi qu'à d'autres questions d'autorisation et de réglementation.

Pour répondre à ces deux vocations, le rapport sur les centrales nucléaires est divisé en deux parties. La première, intitulée « Rendement en matière de sûreté », est similaire aux rapports précédents sur les centrales nucléaires en ce qu'elle présente l'évaluation qu'a fait le personnel de la CCSN du rendement des centrales nucléaires au Canada en matière de sûreté, ainsi que le rendement de l'ensemble de celles-ci. L'information dans cette partie couvre l'année civile 2010. Cette première partie se divise en deux sections, IA « Ensemble des centrales – rendement et développements » et IB « Rendement des centrales nucléaires ».

La partie II, intitulée « Développements et questions en matière de réglementation », fournit des renseignements détaillés sur la délivrance de permis et autres questions de réglementation incluant, le cas échéant :

- la délivrance de permis
 - les modifications aux permis
 - les révisions du MCP
 - les progrès réalisés au chapitre des engagements pris dans le cadre du permis
- mises à jour concernant des projets et initiatives d'importance
- mises à jour concernant des questions d'importance en matière de réglementation, y compris la démarche à suivre pour résoudre ces questions

La partie II couvre une période sensiblement plus longue, allant de janvier 2010 à avril 2011, permettant ainsi au personnel de la CCSN de tenir les membres du tribunal de la Commission et le public informés des développements les plus récents concernant les questions réglementaires. Au besoin, la partie II donne une mise à jour plus détaillée sur des questions d'importance ayant une incidence sur les cotes de rendement en matière de sûreté présentées dans la première partie du rapport, incluant les mesures prises récemment par le titulaire de permis et le personnel de la CCSN.

Les centrales nucléaires au Canada

Au Canada, on retrouve sept centrales nucléaires autorisées : Bruce-A, Bruce-B, Darlington, Pickering-A, Pickering-B, Gentilly-2 et Point Lepreau. Elles sont situées à cinq sites répartis dans trois provinces, tel qu'indiqué à la figure 1, et elles sont exploitées par quatre titulaires de permis différents. Le nombre de réacteurs à chaque centrale varie entre un et quatre et ils sont tous du type CANDU (CANada Deuterium Uranium). Cette conception a été développée par la société d'état Énergie atomique du Canada limitée (EACL) et des réacteurs CANDU ont été vendus et sont en exploitation dans plusieurs pays.

Figure 1 : Emplacements des centrales nucléaires au Canada



Le tableau 3 donne la capacité de production d'électricité des réacteurs à chaque centrale, l'année de leur entrée en service, le nom de leur titulaire de permis, et la date d'échéance du permis d'exploitation. Dix-sept réacteurs étaient en exploitation en 2010. Les tranches 2 et 3 de la centrale Pickering-A étaient en fermeture temporaire et elles ne fonctionnaient donc pas. Le combustible a été retiré de leur réacteur en 2008 et elles demeureront en fermeture temporaire jusqu'au déclassement éventuel du site Pickering. Les tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A et la centrale Point Lepreau n'étaient pas en exploitation en 2010 puisqu'elles étaient en réfection dans le but de prolonger leur durée de vie. Les permis des centrales Pickering-A, Gentilly-2 et Point Lepreau ont été renouvelés au cours de la période allant de janvier 2010 à avril 2011.

Tableau 3 : Données relatives aux centrales nucléaires au Canada

Données relatives aux centrales							
Centrale	Bruce-A	Bruce-B	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Gentilly-2	Point Lepreau
Titulaire de permis	Bruce Power	Bruce Power	Ontario Power Generation	Ontario Power Generation	Ontario Power Generation	Hydro-Québec	Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick
Nombre de tranches	4	4	4	2*	4	1	1

Données relatives aux centrales							
Capacité brute de production d'électricité par réacteur (en MW)	904	915	935	542	540	675	680
Entrée en service	1977	1984	1989	1971	1982	1983	1982
Date d'expiration du permis	2014/10/3 1	2014/10/3 1	2013/02/2 8	2013/06/3 0	2013/06/3 0	** 2011/06/3 0	2012/06/3 0

* Deux autres réacteurs sont vides de combustible et en fermeture temporaire.

** Une audience publique pour renouveler le permis jusqu'au 30 juin 2016 a eu lieu les 13 et 14 avril 2011.

Évaluation du rendement en matière de sûreté

Le rapport sur les centrales nucléaires présente l'évaluation du rendement en matière de sûreté dans chacun des DSR à chacune des centrales nucléaires, en regard des exigences et attentes pertinentes. Les cotes de rendement ont été déterminées en tenant compte des observations faites au cours de l'année lors d'inspections ainsi que d'analyses de documents, d'événements et d'indicateurs de rendement. Pour établir les cotes de rendement, le personnel de la CCSN a tenu compte de plus de 2 600 observations. Celles-ci ont été associées au DSR approprié et évaluées en regard d'un ensemble d'objectifs de rendement définis pour chaque DSR.

L'évaluation présentée dans le rapport sur les centrales nucléaires comprend une cote intégrée de rendement pour chaque centrale. Cette cote est une mesure générale, pour chaque centrale nucléaire, de l'acceptabilité globale du rendement dans l'ensemble des DSR, en regard des exigences et attentes pertinentes. La cote intégrée de rendement est déterminée en combinant de façon appropriée les cotes attribuées au rendement dans les différents domaines de sûreté et de réglementation afin de tenir compte de l'importance relative de la contribution de chaque DSR au rendement global de la centrale en matière de sûreté. Cependant, les DSR « Sécurité » et « Garanties » n'ont pas été tenus en compte au moment de déterminer la cote de rendement intégrée d'une centrale parce que ces domaines couvrent des éléments importants du mandat de la CCSN qui complètent, mais ne sont pas liés à la préservation de la santé et de la sécurité des personnes et à la protection de l'environnement. Les domaines « Gestion des déchets » et « Emballage et transport » n'ont également pas été tenus en compte pour déterminer les cotes intégrées de rendement parce que les permis des centrales nucléaires ne reflètent pas tous le nouveau contenu incorporant un manuel des conditions du permis (MCP) faisant référence à la nouvelle structure des DSR. Pour l'année 2010, on a tenu en compte seulement des DSR communs à tous les permis d'exploitation pour déterminer la cote intégrée de rendement des centrales nucléaires.

Le rendement dans le DSR « Sécurité » n'est pas rendu public parce qu'il a trait à des renseignements réglementés, mais il est couvert dans un rapport séparé et confidentiel qui est présenté au tribunal de la Commission d'une manière non publique et confidentielle.

Il est important de souligner qu'à cause de l'introduction des nouveaux DSR en 2010, seulement une comparaison partielle des cotes de rendement de 2009 à celles de 2010 est possible pour les différents domaines de sûreté. Ceci est dû au fait que certains des neuf domaines de sûreté utilisés antérieurement ont été regroupés différemment pour former de nouveaux DSR et une comparaison directe devient alors impossible. Deux nouveaux DSR ont également été ajoutés, « Gestion des déchets » et « Emballage et transport ». Il en résulte que nous ne pouvons toujours faire dans le présent rapport une comparaison entre les cotes de rendement de 2009 et celles de 2010, mais lorsqu'une comparaison est possible et qu'elle est pertinente, celle-ci est présentée dans la section se rapportant à la centrale en cause.

Le travail réglementaire de la CCSN

En temps qu'organisme de réglementation de l'énergie nucléaire au Canada, la CCSN est responsable entre autres de réglementer l'exploitation des centrales nucléaires, par la délivrance de permis et par l'acquisition d'une assurance adéquate qu'on se conforme à ces permis en effectuant des vérifications, en prenant des mesures d'application et en faisant rapport des résultats. De plus, tout au long de l'année, la CCSN effectue plusieurs inspections, évaluations et revues des programmes et processus des titulaires de permis ainsi que de leur rendement en matière de sûreté. Ces travaux varient en complexité et en longueur et occupent environ 226 membres du personnel de la Direction de la réglementation des centrales nucléaires à la CCSN. Ces ressources comprennent environ 38 employés de la CCSN qui travaillent en permanence aux sept centrales, effectuant des inspections sur place, une surveillance du rendement en matière de sûreté et des activités de soutien au processus de réglementation.

Les façons de faire de la CCSN sont maintenues à jour pour refléter les améliorations et développements sur le plan technique et son personnel en est informé. Par exemple, un nouveau programme de formation et de qualification des inspecteurs a été introduit en 2009 et son importance a continué de croître au cours de 2010, tant en termes des champs d'application que du nombre de participants. Le programme présente un ensemble cohérent d'exigences en matière de formation et de qualification afin de s'assurer que les inspecteurs de toutes les directions de la CCSN possèdent des connaissances et habiletés de haut niveau. De plus, plusieurs inspecteurs de la CCSN ont visité en 2010 la Nuclear Regulatory Commission (NRC) des États-Unis ainsi que deux centrales nucléaires américaines afin de faire une analyse comparative des meilleures pratiques pour effectuer des inspections de la conformité dans les salles de commande principales.

Annexes

Le rapport 2010 sur les centrales nucléaires comprend six annexes, comme suit :

- l'annexe A contient une liste de domaines spécifiques et donne la définition et les objectifs de rendement de chaque DSR
- l'annexe B contient les définitions des catégories des cotes (« Entièrement satisfaisant », « Satisfaisant », etc.) attribuées au rendement dans chaque DSR et, sous forme intégrée, à chaque centrale ainsi qu'une explication de la méthode suivie pour déterminer ces cotes
- l'annexe C offre un glossaire des termes techniques et spécialisés qui apparaissent en italique dans le texte
- l'annexe D donne la signification des sigles et acronymes utilisés dans le présent rapport
- l'annexe E a un nouveau titre, « Recherche et de développement en appui à la réglementation des centrales nucléaires », et elle décrit l'état actuel des questions de sûreté relatives aux centrales CANDU, incluant les dossiers génériques (DG) qui étaient ouverts en 2010
- l'annexe F présente les doses reçues par les travailleurs à toutes les centrales nucléaires en 2010 ainsi que la tendance sur une période de cinq ans de la dose collective annuelle aux travailleurs à chacune des centrales

Consultation publique

Tout comme pour le rapport précédent sur les centrales nucléaires, les parties intéressées ont de nouveau été invitées à fournir leurs commentaires sur le rapport 2010 avant qu'il ne soit soumis formellement au tribunal de la Commission. Cette étape a été ajoutée comme moyen systématique de susciter des discussions sur le rendement global en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada et de possiblement faire ressortir des aspects du rapport sur les centrales nucléaires pouvant être améliorés afin de mieux servir les besoins des parties intéressées.

PARTIE 1 – RENDEMENT EN MATIÈRE DE SÛRETÉ

La partie I du présent rapport présente les conclusions tirées par le personnel de la CCSN à l'égard du rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada, ainsi qu'à l'égard du rendement de l'ensemble des centrales nucléaires. Pour en arriver à ces conclusions, le personnel de la CCSN évalue dans quelle mesure les programmes des titulaires de permis répondent aux exigences et attentes réglementaires et contribuent de façon globale à préserver la santé et la sécurité des Canadiens, protéger l'environnement et respecter les obligations internationales du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire. Les conclusions reposent sur les observations faites tout au long de l'année lors d'inspections, d'examens documentaires et de revues d'événement et classées suivant leur pertinence pour les 14 DSR.

Le personnel de la CCSN a analysé plus de 2 600 observations dans le cadre du processus de détermination des cotes devant être attribuées au rendement dans chacun des DSR. De ce nombre total d'observations, on a jugé que 99 % étaient soit positives, de valeur négligeable ou de peu d'importance sur le plan de la sûreté, signifiant qu'elles avaient une incidence véritable, mais négligeable ou légèrement négative, sur l'évaluation d'un domaine spécifique. Par conséquent, les autres, représentant moins de 1 % des observations, étaient celles qui ont eu une incidence importante, ou négative et d'importance, sur l'évaluation des domaines spécifiques.

L'évaluation du rendement des centrales nucléaires au Canada couvre toute l'année civile 2010.

1A – ENSEMBLE DES CENTRALES – RENDEMENT ET DÉVELOPPEMENTS

Cette section présente le rendement global en matière de sûreté de l'ensemble des centrales nucléaires dans chacun des DSR et elle met en lumière des questions et observations de nature générique.

Le rendement global de l'ensemble des centrales nucléaires est déterminé en faisant un estimé d'une cote moyenne du rendement aux centrales nucléaires pour chacun des DSR. La moyenne des centrales est la moyenne des cotes de rendement des sept centrales et elle permettra de faire un suivi de la tendance du rendement de l'ensemble des centrales au cours des années à venir.

Les indicateurs de rendement de la CCSN sont également abordés dans cette section afin de faire ressortir différentes tendances. Ces indicateurs sont définis dans la norme d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires*, et ils peuvent servir à étudier le rendement d'une centrale particulière ou celui de l'ensemble des centrales au fil du temps. Il est difficile de comparer les données d'une centrale à l'autre pour une même année parce que certains facteurs, dont le nombre de tranches en service, la conception, la puissance des tranches, les documents directeurs de la centrale, etc. causent des variations de la valeur des indicateurs de rendement.

1A.1 Système de gestion

	Cote de rendement							Moyenne des centrales
	BA	BB	Darl	PA	PB	G-2	PL	
Système de gestion	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

BA (Bruce-A), BB (Bruce-B), Darl (Darlington), PA (Pickering-A), PB (Pickering-B), G-2 (Gentilly-2), PL (Point Lepreau)

Le DSR « Système de gestion » couvre les mesures d'encadrement servant à établir les processus et les programmes nécessaires pour s'assurer qu'une organisation atteint ses objectifs en matière de sûreté, fait une surveillance en continu de son rendement à l'égard de ces objectifs et favorise une culture de sûreté saine. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales dans ce DSR est « Satisfaisant » pour l'année 2010.

Système de gestion

Les exigences relatives à la gestion de l'exploitation sûre des centrales nucléaires sont toujours en transition, de celles propres à un programme d'assurance de la qualité (AQ) se conformant à la série de normes CSA N286 (N286.0 à N286.6) portant sur l'AQ, à celles propres à un système de gestion se conformant à la norme CSA N286.05, *Exigences relatives aux systèmes de gestion des centrales nucléaires*. Les nouvelles exigences relatives au système de gestion insistent sur une exploitation sûre de façon

globale plutôt que sur des exigences et mesures de contrôle particulières se rapportant aux systèmes et à l'équipement liés à la sûreté. La mise en œuvre et le rendement d'un système de gestion font l'objet d'activités de planification et d'examen effectués par la haute direction. Le programme d'AQ et le système de gestion définissent tous deux les processus requis pour exploiter une centrale nucléaire de manière sûre et la CCSN s'attend à ce que les titulaires de permis mettent en œuvre un tel programme et un tel système.

En ce qui concerne la gestion sûre de l'exploitation, les permis actuels des centrales nucléaires de Bruce Power et d'Ontario Power Generation (OPG) citent les exigences pertinentes de la norme CSA N286.05. Les permis d'exploitation actuels d'Hydro-Québec et d'Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB) ne font pas référence aux exigences de cette norme. Cependant, le personnel de la CCSN recommandera qu'elles y soient incorporées au moment de renouveler les permis d'Hydro-Québec et d'Énergie NB en 2011 et 2012 respectivement.

Pendant la transition d'une version de la norme CSA N286 à une autre, les titulaires de permis profitent de cette opportunité pour effectuer un examen détaillé des documents décrivant leurs processus de sorte à s'assurer qu'ils seront conformes aux nouvelles exigences. Au fur et à mesure que des mises à jour sont apportées à ces documents, le personnel de la CCSN examine un ensemble clé de documents dans le cadre de ses activités de surveillance visant à acquérir l'assurance que les centrales sont exploitées de manière sûre.

Le personnel de la CCSN n'a pas décelé en 2010 de lacunes, relativement à la transition entre différentes versions de la norme CSA N286, qui auraient pu accroître le risque de nuire à l'exploitation sûre des centrales nucléaires.

Surveillance et examen du rendement en matière de gestion de la sûreté

Des données sur le rendement du système de gestion sont recueillies par les titulaires de permis qui préparent des rapports distribués à grande échelle à tous les niveaux de gestion. Ces rapports présentent des données relatives à des indicateurs de rendement reconnus en comparaison aux objectifs établis pour ces indicateurs. Le personnel de direction examine ces rapports pour cerner les faiblesses des processus de gestion, permettant ainsi d'apporter des améliorations.

Au cours de la période de référence, le personnel de la CCNS n'a pas décelé de lacunes aux chapitres de la surveillance et de l'examen du rendement en matière de gestion de la sûreté qui auraient pu accroître le risque de nuire à l'exploitation sûre des centrales nucléaires.

Questions de sûreté

La CCSN a lancé en 2007 un projet visant à réévaluer de façon systématique l'état actuel des questions de sûreté en suspens liées à la conception et à l'analyse de la sûreté des réacteurs CANDU. Une première liste de 72 questions de sûreté a initialement été établie à l'aide du document TECDOC-1554 de l'Agence internationale de l'énergie atomique

(AIEA) et d'autres sources de renseignements. Il a été déterminé que vingt de ces questions étaient sources d'inquiétude au Canada et, pour tenir compte de celles-ci, des mesures ont été prises pour maintenir les marges de sûreté. Cependant, de la recherche ou des analyses additionnelles sont requises afin de mieux les comprendre et de confirmer que les mesures prises sont adéquates.

Un groupe de travail conjoint CCSN–secteur nucléaire a été mis sur pied en 2008 afin de valider le processus de prise de décision en fonction du risque, servant à évaluer l'importance relative du risque que comportent les questions de sûreté, et d'élaborer des mesures de contrôle du risque pour les autres questions de sûreté soulevant des inquiétudes au Canada. Des changements ont été apportés à ce processus et des descriptions des questions de sûreté ont été complétées avant la fin de 2008.

En 2009, le groupe de travail CCSN–secteur nucléaire a fait une mise à jour des évaluations du risque lié aux questions de sûreté à l'aide du processus révisé de prise de décision en fonction du risque et des informations les plus récentes sur les différentes questions de sûreté. À la suite de ce travail, quatre questions de sûreté ont été reclassifiées à une catégorie de risque inférieure.

En 2010, les centrales nucléaires ont pris des mesures pour contrôler le risque et soumis à la CCSN des renseignements appropriés pour résoudre trois questions de sûreté. À la fin de 2010, 13 questions de sûreté étaient toujours à régler, quatre étant liées aux accidents de perte de réfrigérant primaire (APRP) majeure et les neuf autres portant sur d'autres sujets.

Le secteur nucléaire a formé un groupe de travail conjoint, sous les auspices du Groupe des propriétaires de CANDU (COG), afin de régler les questions de sûreté se rapportant aux APRP majeure. Le personnel de la CCSN surveille de près les activités de ce groupe de travail. Le plan de mise en œuvre du projet visant à trouver une solution analytique aux questions portant sur les APRP majeure a été publié en mars 2010. Ce plan est de haut niveau, donnant les principales tâches et échéances. Le personnel de la CCSN juge que les progrès réalisés relatifs aux questions de sûreté liées aux APRP majeure sont satisfaisants.

Des discussions ont également eu lieu entre le personnel de la CCSN et celui du secteur nucléaire afin de résoudre les neuf questions portant sur des sujets autres que les APRP majeure.

Dossiers génériques (DG)

Dans le cadre d'un projet global du secteur nucléaire portant sur les questions de sûreté, les centrales nucléaires ont poursuivi en 2010 leurs efforts visant à régler les dossiers génériques (DG). Les DG sont des questions de sûreté complexes qui sont communes à plusieurs centrales. Sept DG étaient ouverts en 2010. Trois d'entre eux (94G02 « Incidence de l'état des grappes de combustible sur la sûreté du réacteur », 95G02 « Défaillance de tubes de force (TF) entraînant une perte de modérateur », et 95G05 « Prévisions de la température du modérateur ») ont été fermés au cours de l'année.

Une brève description de chacun des DG ainsi que l'année au cours de laquelle il est prévu de les fermer se trouvent à l'annexe E.

1A.2 Gestion du rendement humain

	Cote de rendement							Moyenne des centrales
	BA	BB	Darl	PA	PB	G-2	PL	
Gestion du rendement humain	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Gestion du rendement humain » couvre les activités qui permettent d'atteindre un rendement humain efficace par l'élaboration et la mise en œuvre de processus visant à s'assurer que le personnel des titulaires de permis est en nombre suffisant dans tous les domaines d'emploi pertinents, qu'il possède les connaissances et compétences requises et qu'il a accès aux procédures et outils dont il a besoin pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans le DSR « Gestion du rendement humain » est « Satisfaisant » pour l'année 2010.

Examen et accréditation

En 2009, le tribunal de la Commission a autorisé les titulaires de permis de centrale nucléaire à tenir eux-mêmes les examens d'accréditation initiale conformément aux exigences et lignes directrices de la CCSN, fonction précédemment remplie par la CCSN. Pour tenir compte de ce changement au processus de réglementation, le personnel de la CCSN a mis en œuvre une stratégie pour vérifier la conformité des programmes et processus d'examen d'accréditation des titulaires de permis pendant la période de transition et pour effectuer, en même temps, un essai pilote des mesures que la CCSN entrevoit adopter comme activités de référence pour la vérification de la conformité dans ce domaine. L'application de cette stratégie de transition s'est poursuivie en 2010. Il est prévu que la mise en œuvre de la stratégie de référence de vérification de la conformité débutera en 2011.

Un total de 16 examens écrits et oraux ainsi que 13 examens sur simulateur ont eu lieu en 2010 à des fins d'accréditation initiale du personnel de quart. De plus, le personnel de la CCSN a tenu trois examens oraux à des fins d'accréditation de responsables techniques de la radioprotection (RTR).

Afin d'acquiescer un haut niveau de confiance que les personnes désirant être accréditées sont aptes à assumer leurs responsabilités, le personnel de la CCSN a axé ses inspections sur les examens d'accréditation pratiques. Huit inspections d'examen sur simulateur, tenus par les titulaires de permis à des fins d'accréditation initiale, ont été effectuées conformément aux nouvelles exigences réglementaires. Les titulaires de permis ont pris des mesures correctives pour éliminer les lacunes décelées. Par conséquent, le programme global d'examen à des fins d'accréditation demeure satisfaisant pour tous les titulaires de permis. En 2010, la CCSN a délivré 57 certificats d'accréditation initiale et renouvelé 104 certificats d'accréditation.

En 2010, le taux de réussite global de l'ensemble des centrales nucléaires aux examens à des fins d'accréditation initiale était de 94 % et celui aux examens de requalification était également de 94 %.

Chaque titulaire de permis avait un nombre suffisant d'opérateurs de réacteur (OR), d'opérateurs de la tranche 0 (OT0), de chefs de quart de salle de commande (C de Q – SC) et de chefs de quart de centrale (C de Q – C) accrédités. Le tableau 4 donne, pour chaque centrale, le nombre de personnes accréditées ainsi que le nombre minimal de personnes accréditées requis conformément à l'effectif minimal par quart établi par les titulaires de permis.

Tableau 4 : Nombre de personnes accréditées aux centrales nucléaires à la fin de 2010

		OR	OT0	C de Q – SC et C	Total (sauf les RTR)	Réel/ min. (%)	RTR	Total des personnes accréditées
Bruce-A	Minimum	15	10	10	35	234		
	Réel	32	28	22	82		6	88
Bruce-B	Minimum	30	10	10	50	184		
	Réel	54	16	22	92		4	96
Darlington	Minimum	30	10	10	50	190		
	Réel	52	20	23	95		2	97
Gentilly-2	Minimum	6		6	12	225		
	Réel	14		13	27		4	31
Pickering-A	Minimum	20		10	30	237		
	Réel	50		21	71		4	75
Pickering-B	Minimum	30		10	40	190		
	Réel	58		18	76		4	80
Point Lepreau	Minimum	6		6	12	192		
	Réel	13		10	23		2	25
Toutes les centrales	Minimum	137	40	62	229	203		
	Réel	273	64	129	466		26	492

N.B. Les cases ombragées signifient que soit le poste n'existe pas à la centrale ou il n'existe pas d'effectif minimal.

Il y a lieu de souligner qu'il n'existe pas d'effectif minimal pour le poste de RTR et, par conséquent, les cases correspondantes du tableau 4 sont vides. De même, les cases du tableau 4 correspondant au poste d'OT0 aux centrales Gentilly-2, Pickering-A, Pickering-B et Point Lepreau sont vides puisqu'un tel poste n'existe pas à ces centrales.

L'analyse du tableau 4 fait ressortir que le pourcentage du nombre minimal requis de personnes accréditées à chaque centrale varie de 184 % à 237 %, tandis que dans l'ensemble des centrales nucléaires, ce nombre dépasse au delà de deux fois les exigences prescrites dans les permis d'exploitation. Cette analyse ne tient pas compte des RTR parce qu'il n'existe pas de nombre minimal dans leur cas. À la fin de 2010, des personnes travaillant aux centrales nucléaires au Canada, 492 étaient accréditées.

1A.3 Rendement en matière d'exploitation

	Cote de rendement							Moyenne des centrales
	BA	BB	Darl	PA	PB	G-2	PL	
Rendement en matière d'exploitation	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Rendement en matière d'exploitation » comprend un examen global de l'exécution des activités autorisées ainsi que des activités qui contribuent à l'atteinte d'un rendement efficace. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans le DSR « Rendement en matière d'exploitation » est « Satisfaisant » pour l'année 2010.

Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel aux centrales nucléaires au Canada en 2010.

Les inspections de la CCSN en 2010 portant sur les activités d'exploitation ont révélé que les titulaires de permis se conformaient aux exigences de la CCSN, aux procédures des titulaires de permis et à d'autres documents pertinents. Les titulaires de permis ont également répondu aux attentes de la CCSN relatives à l'exécution et la gestion des travaux en temps d'arrêt et à la sécurité lors des arrêts. Ils répondaient également aux attentes de la CCSN aux chapitres de la gestion des arrêts, de la sécurité et du caractère adéquat des procédures.

Les titulaires de permis ont exécuté avec succès les arrêts planifiés des tranches au cours de l'année. Un arrêt pour effectuer une essai du bâtiment sous vide, prévu une fois aux 10 ans, a eu lieu à Pickering et un arrêt de l'installation d'extraction de tritium a eu lieu à la centrale Darlington. Globalement, les arrêts ont été effectués de manière sûre et conformément aux procédures des centrales.

La centrale Point Lepreau est demeurée à l'arrêt alors que les travaux de réfection se poursuivaient. L'arrêt s'est poursuivi tout au long de l'année afin de pouvoir remplacer des TF du réacteur et effectuer des mises à niveau d'autres systèmes.

Les arrêts imprévus qui se sont produits aux centrales nucléaires au cours de l'année étaient dus à différentes raisons dont, l'indisponibilité de pièces d'équipement, le déclenchement d'un mécanisme de protection contre les surintensités et le besoin de maintenir une marge de sûreté adéquate de protection contre les surpuissances neutroniques lors des chargements de combustible. Le personnel des centrales a répondu correctement aux arrêts imprévus et le risque additionnel de nuire à l'exploitation sûre des centrales occasionné par ces arrêts était faible.

L'indicateur de rendement « *Nombre de transitoires imprévus* » indique le nombre de transitoires imprévus de la puissance du réacteur, quelle qu'en soit la cause, pendant que celui-ci n'est pas en état d'arrêt garanti (EAG). Les baisses imprévues de puissance peuvent être un signe de problèmes de fonctionnement de la centrale et occasionner des

contraintes inutiles sur les systèmes. Cet indicateur, illustré au tableau 5, correspond au nombre de baisses de puissance manuelles ou automatiques, survenues à la suite du déclenchement d'un système d'arrêt, d'un recul rapide de puissance (RRP) ou d'une baisse contrôlée de puissance (BCP). En 2010, plusieurs des transitoires imprévus étaient des BCP qui occasionne normalement qu'un faible risque additionnel de nuire à l'exploitation d'une centrale. Au cours de la même année, dans l'ensemble des centrales nucléaires, la moyenne de l'intervalle entre les arrêts d'urgence était de 12 900 heures (calcul effectué pour 17 tranches en exploitation). L'objectif de rendement international étant d'un arrêt d'urgence par 7 000 heures d'exploitation du réacteur, ceci démontre donc que le nombre d'arrêts d'urgence aux centrales nucléaires au Canada est maintenu à une valeur inférieure à cet objectif de rendement international. Tous les transitoires ont été contrôlés adéquatement et les baisses de puissance ont été enclenchées automatiquement par le système de régulation des réacteurs.

Tableau 5 : Nombre de transitoires imprévus en 2010

Centrale	Nombre d'heures d'exploitation	Transitoires imprévus à chaque centrale en 2010			
		Arrêt d'urgence	RRP*	BCP*	Total
Bruce-A	15 144	1	1	5	7
Bruce-B	33 102	1	3	1	5
Darlington	31 102	1	0	1	2
Pickering-A	11 411	6	0	1	7
Pickering-B	32 083	1	1	5	7
Gentilly-2	6 295	0	1	0	1
Point Lepreau**	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Toutes les centrales	129 137	10	6	13	29

* RRP (recul rapide de puissance), BCP (baisse contrôlée de puissance)

** Le combustible a été retiré du réacteur à des fins de réfection.

La figure 2 montre la tendance de cet indicateur de rendement pour chacune des centrales et pour l'ensemble des centrales au cours des cinq dernières années. Pour toutes les centrales, le nombre total de transitoires est moindre en 2010 qu'au cours des années précédentes, mais il a augmenté sensiblement à trois centrales.

La figure 3 montre le nombre d'arrêts d'urgence par 7 000 heures d'exploitation du réacteur (heures où le réacteur est dans l'état critique) pour l'ensemble des centrales nucléaires au Canada en comparaison aux valeurs correspondantes pour toutes les centrales nucléaires dans le monde publiées par l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO). Pour deux des quatre années que couvre la comparaison, le nombre d'arrêts d'urgence au Canada a été légèrement supérieur, cependant la différence entre les valeurs au Canada et celles publiées par WANO est marginale. En 2010, le nombre d'arrêts d'urgence des réacteurs au Canada a diminué un peu, atteignant 0,54 par 7 000 heures d'exploitation.

Figure 2 : Tendance du nombre de transitoires imprévus, par centrale et pour toutes les centrales

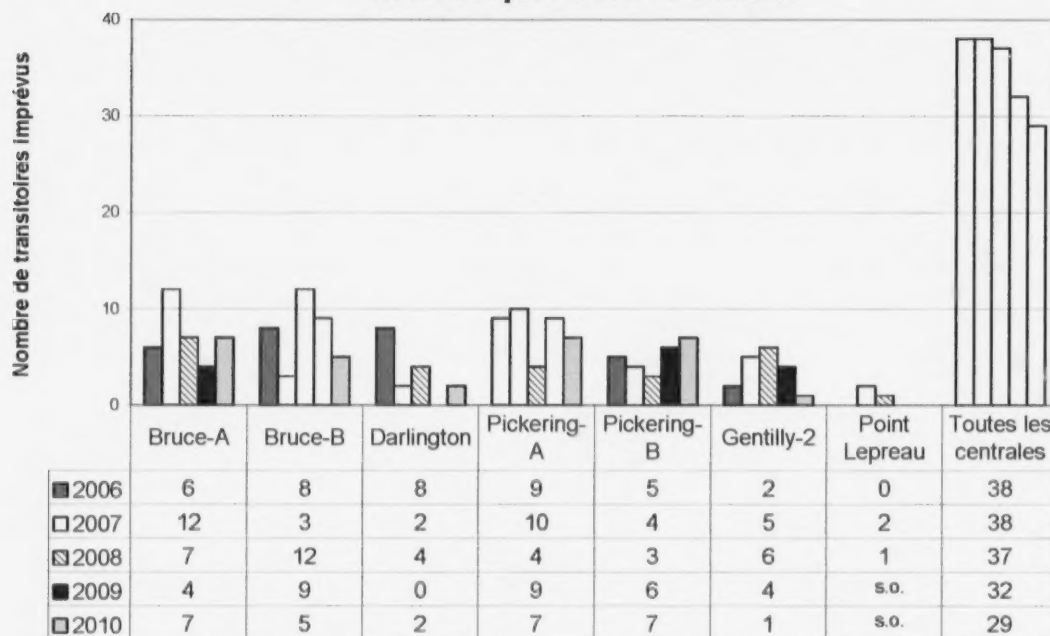
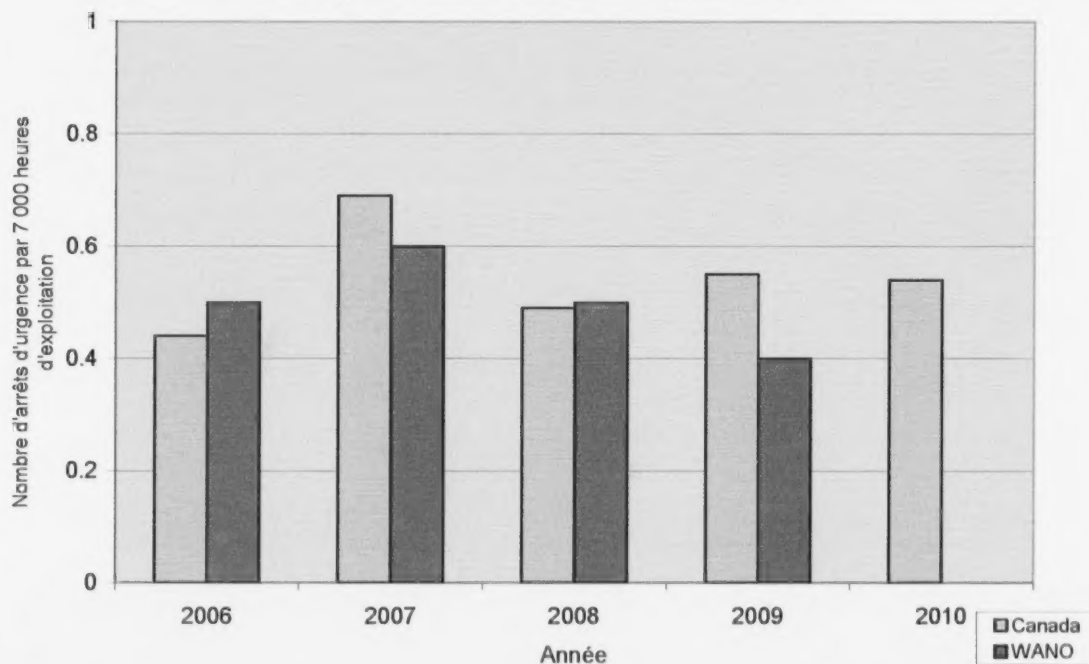


Figure 3 : Détails de la tendance du nombre d'arrêts d'urgence par 7 000 heures d'exploitation en comparaison aux données de WANO



L'indicateur de rendement « Coefficient de perte de capacité imprévue » représente le pourcentage de la production d'électricité de référence qui n'a pas été généré pendant la période en raison de circonstances imprévues. Il sert à indiquer dans quelle mesure la gestion, l'exploitation et l'entretien d'une tranche permettent d'éviter des arrêts imprévus. Pour la plupart des titulaires de permis et pour le secteur de l'énergie nucléaire, cet indicateur de rendement demeure toujours relativement faible tel que le montrent les valeurs de l'année courante et des quatre années précédentes à la figure 4.

La figure 5 donne les valeurs de ce coefficient pour toutes les centrales nucléaires au Canada en comparaison aux valeurs correspondantes pour toutes les centrales nucléaires dans le monde, telles que publiées par WANO. Les valeurs pour les centrales au Canada sont plus élevées que les valeurs de la moyenne pour les centrales dans le monde. Depuis 2007, les valeurs pour l'ensemble des centrales nucléaires au Canada ont diminué graduellement, s'approchant de celles de l'ensemble des centrales dans le monde. L'écart restant toujours entre les deux peut être expliquée par les différences entre les technologies des réacteurs en cause, par le nombre de réacteurs dans chacun des groupes de comparaison (17 au Canada par rapport aux 434 servant à établir les valeurs publiées par WANO) ainsi que par l'entretien et la fiabilité de l'équipement des centrales, ces facteurs ayant tous une incidence sur le nombre d'arrêts imprévus et sur le prolongement de la durée des arrêts.

Figure 4 : Détails de la tendance du coefficient de perte de capacité imprévue, par centrale et pour toutes les centrales

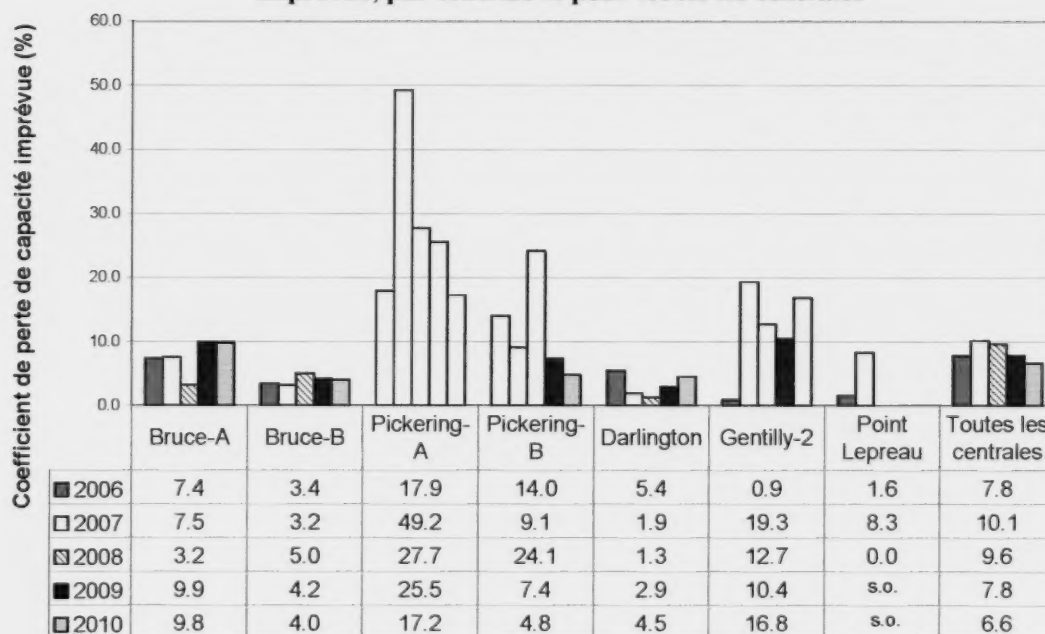
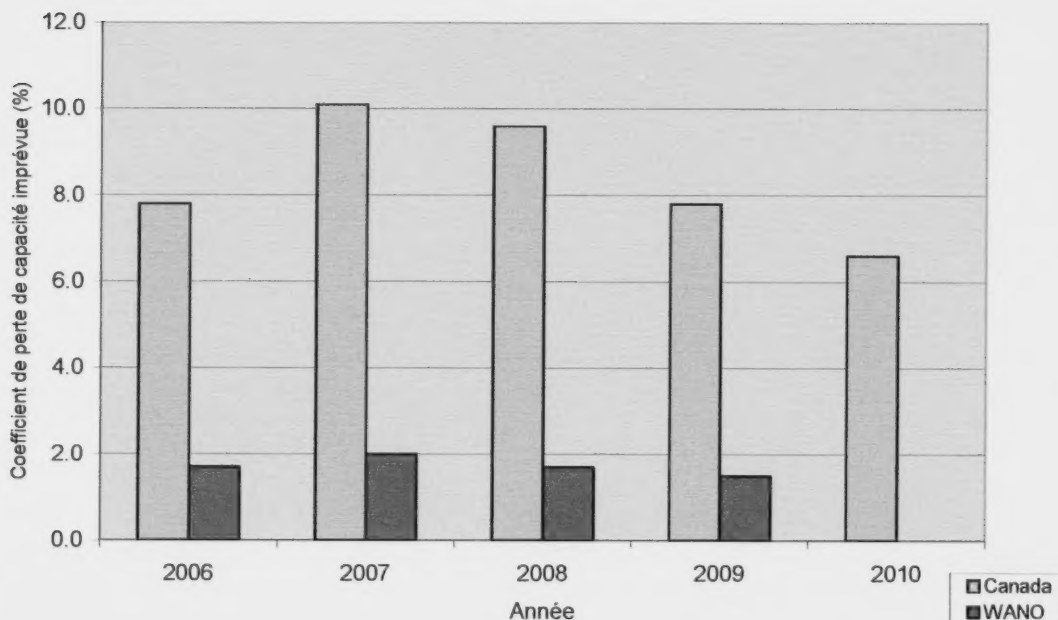


Figure 5 : Tendence du coefficient de perte de capacité imprévue en comparaison aux données de WANO



Expérience d'exploitation

Le Groupe des propriétaires de CANDU (COG) est le principal intermédiaire externe des titulaires de permis de centrale nucléaire pour obtenir de la CCSN et d'autres titulaires de l'information au sujet de l'expérience d'exploitation (OPEX), ou pour leur en soumettre. Une fois que l'information lui parvient, le personnel des titulaires de permis l'évalue afin d'en déterminer l'importance et la pertinence pour l'exploitation des centrales et des mesures sont prises au besoin. L'information et les évaluations demeurent disponibles pour le personnel des titulaires de permis qui peut s'en servir pour planifier et effectuer des tâches.

Rapports et tendances

Tous les titulaires de permis de centrale nucléaire ont établi des bases de données pour la gestion de l'information au sujet des problèmes rapportés. L'information dans ces bases de données fait l'objet de rapports et sert à dégager des tendances de façon continue. Des analyses détaillées pour déterminer les causes des problèmes rapportés sont effectuées seulement si les problèmes sont d'importance. Les titulaires de permis ont déterminé que de 75 à 80 % des problèmes enregistrés dans leurs banques de données nécessitent qu'on en dégage les tendances. Cependant, on a observé que les tendances dégagées le sont par type de problème et non par cause. Les tendances des causes permettent de cerner plus efficacement les problèmes du système de gestion ainsi que les mesures correctives requises pour prévenir que les problèmes ne se répètent. Donc, les centrales nucléaires pourraient apporter des améliorations au chapitre des tendances des causes de problème et le personnel de la CCSN fera un suivi de l'efficacité des améliorations apportées.

1A.4 Analyse de la sûreté

	Cote de rendement							Moyenne des centrales
	BA	BB	Darl	PA	PB	G-2	PL	
Analyse de la sûreté	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Analyse de la sûreté » a trait à la tenue à jour de l'analyse de la sûreté qui appuie le dossier de sûreté global de chacune des installations. Une analyse de la sûreté est une évaluation systématique des risques potentiels liés à l'exécution d'une activité proposée, ou l'exploitation d'une installation proposée, en tenant compte de l'efficacité des stratégies et mesures de prévention visant à réduire les effets de ces risques. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « Satisfaisant » pour l'année 2010.

La cote moyenne de rendement « Satisfaisant » attribuée à l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR repose sur le respect par les titulaires de permis, de façon continue tout au long de l'année, des attentes dans ce DSR et les progrès jugés adéquats qu'ils ont réalisés, par l'entremise des efforts de recherche du COG, relativement à des questions qui persistent au sujet des analyses de la sûreté, à savoir :

- le programme d'amélioration des analyses de la sûreté
- les limites d'exploitation sûre (LES)
- l'incidence du vieillissement des centrales sur les analyses de la sûreté
- les études probabilistes de sûreté
- la gestion des accidents graves

Les paragraphes suivants donnent des mises à jour sur des projets ou questions en matière d'analyse de la sûreté qui sont communs à tous les titulaires de permis.

Programme d'amélioration des analyses de la sûreté

En 2008, les titulaires de permis de centrale nucléaire ont formé un groupe de travail sous les auspices du Groupe des propriétaires de CANDU (COG) afin d'apporter des améliorations aux analyses de la sûreté. Les objectifs du programme visant à apporter ces améliorations sont de se préparer à l'entrée en vigueur du document d'application de la réglementation RD-310, *Analyse de la sûreté pour les centrales nucléaires*, d'évaluer l'incidence du vieillissement sur le circuit caloporteur primaire (CCP), d'évaluer le conservatisme des analyses de la sûreté et de corriger les manques de cohérence dans celles-ci.

Le personnel de la CCSN a participé aux réunions du groupe de travail sur ce sujet et a fourni de façon régulière des commentaires sur le programme et ses résultats. Il encourage le secteur nucléaire à préparer un document sur les principes et lignes directrices en matière d'analyse de la sûreté afin de faciliter la mise en œuvre d'un nouveau document d'application de la réglementation de la CCSN visant à améliorer ce type d'analyse. Le personnel de la CCSN estime que les plans de travail et les échéanciers du secteur nucléaire concernant ces activités sont acceptables. Les activités

de ce groupe de travail progressent selon les échéanciers prévus et ses produits ont été acheminés au personnel de la CCSN à des fins d'examen et de commentaire.

Les limites d'exploitation sûre (LES)

Établi en 2009, le groupe de travail conjoint CCSN–secteur nucléaire a pour but de définir une approche claire par laquelle les titulaires de permis détermineraient et appliqueraient les limites d'exploitation sûre (LES) de leurs centrales respectives, assurant ainsi une uniformité entre les titulaires de permis et une concordance avec les pratiques internationales.

Le personnel de la CCSN a participé à l'élaboration de la norme CSA N290.15-10, *Exigences relatives aux limites d'exploitation sûre des centrales nucléaires*, publiée en août 2010. Bien qu'elle soit neutre sur le plan technologique, cette norme contient les exigences et les lignes directrices pour les centrales CANDU actuelles.

Les titulaires de permis ont atteint des étapes différentes du processus de préparation et de révision des documents portant sur les limites d'exploitation sûre. OPG, Bruce Power et Énergie NB complètent présentement la détermination et l'application de leurs limites d'exploitation sûre, tandis qu'Hydro-Québec prévoit commencer les activités à ce sujet en 2011.

À cause des différences qui existent dans l'ensemble des centrales nucléaires au niveau de la mise en œuvre du programme portant sur les limites d'exploitation sûre, ce domaine spécifique n'a pas été tenu en compte au moment de déterminer la cote à attribuer au rendement dans le DSR « Analyse de la sûreté ».

Incidence du vieillissement des centrales sur les analyses déterministes de la sûreté

Le vieillissement des centrales et son incidence sur la sûreté constituent des sujets auxquels les titulaires de permis et l'organisme de réglementation attachent beaucoup d'importance parce que le vieillissement réduit les marges de sûreté, à moins que des mesures compensatrices ne soient prises. Le personnel de la CCSN exige que les analyses de la sûreté des titulaires de permis démontrent que les centrales peuvent être exploitées de manière sûre au cours de la durée des permis.

Tous les titulaires de permis ont élaboré des programmes de gestion du vieillissement de leurs centrales. Un des buts de ces programmes est de déterminer l'incidence du vieillissement sur les résultats des analyses déterministes afin de pouvoir prendre les mesures appropriées pour que les marges de sûreté et l'efficacité des systèmes de sûreté demeurent adéquates.

En 2010, OPG et Bruce Power ont réalisé des progrès importants au chapitre des activités visant à régler toutes les questions soulevées dans les rapports de la CCSN et d'un groupe d'experts techniques indépendants au sujet de la nouvelle méthode de protection contre les surpuissances neutroniques qui tient compte du vieillissement du circuit caloporteur primaire (CCP). En se fondant sur leur examen des résultats des activités réalisées jusqu'à maintenant relativement aux analyses et aux méthodes, OPG et Bruce Power ont

affirmé que les seuils actuels de déclenchement de la protection contre les surpuissances neutroniques sont adéquats pour assurer l'exploitation sûre de leurs centrales.

Le personnel de la CCSN devrait pouvoir compléter son examen de la nouvelle méthode de protection contre les surpuissances neutroniques d'ici le premier trimestre de 2012, à moins qu'OPG et Bruce Power n'encourent des délais importants à compléter leurs activités ou que l'examen ne dévoile des problèmes importants.

En 2010, le personnel de la CCSN a reçu d'OPG une mise à jour des analyses de la sûreté portant sur les accidents de perte de réfrigérant primaire attribuables à de petites ruptures et les pertes de débit qui tiennent compte du vieillissement du CCP. En appui à l'examen de ces analyses de la sûreté et d'autres, le personnel de la CCSN a entrepris deux projets de recherche, l'un d'eux portant sur les critères devant servir à juger de l'efficacité des systèmes d'arrêt et l'autre sur l'incertitude associée à la corrélation du flux de chaleur dans le cas du combustible des réacteurs CANDU.

Études probabilistes de sûreté (EPS)

Tous les titulaires de permis de centrale nucléaire sont tenus d'effectuer une étude probabiliste de sûreté conformément à la norme d'application de la réglementation de la CCSN S-294, *Étude probabiliste de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires*. Les titulaires de permis doivent effectuer, revoir de façon périodique et, au besoin, mettre à jour leur EPS dans le cadre de leur analyse déterministe de la sûreté. Les EPS, leurs mises à jour et les méthodes servant à effectuer les EPS sont examinées par le personnel de la CCSN à l'aide de lignes directrices internationales reconnues, afin de s'assurer que les exigences du document d'application de la réglementation S-294 sont respectées.

Présentement, les activités des titulaires de permis pour se conformer aux exigences du document S-294 progressent bien. Des efforts importants pour mettre à jour les EPS et la méthode servant à effectuer des EPS en se référant aux meilleures pratiques internationales sont en cours et les titulaires de permis ont atteint des étapes différentes dans la mise en œuvre de leurs programmes.

Programme de gestion des accidents graves

Pour tenir compte des effets des accidents graves, le document d'application de la réglementation de la CCSN G-306, *Programme de gestion des accidents graves touchant les réacteurs nucléaires*, demande aux titulaires de permis de définir et de mettre en œuvre des mesures contribuant à :

- prévenir qu'un accident touchant un réacteur n'empire et ne devienne un événement comportant des dommages graves au cœur du réacteur
- atténuer les conséquences des accidents comportant des dommages graves au cœur du réacteur
- atteindre à long terme un état sûr et stable du réacteur et de la centrale

Une fois que le COG eut terminé d'élaborer des lignes directrices génériques en matière de gestion des accidents graves (GAG) en 2010, les titulaires de permis ont poursuivi

l'élaboration et la mise en œuvre de programmes de GAG spécifiques à chaque centrale. Ceci comporte l'élaboration de procédures de GAG spécifiques à chaque centrale et la mise en place d'un cadre organisationnel et d'installations techniques, afin d'établir l'organisation responsable de la GAG, de voir à sa dotation et sa formation, de permettre des exercices et, au besoin, d'apporter des modifications à la conception.

L'état des programmes de GAG varie d'une centrale à l'autre selon les priorités et échéanciers spécifiques de chacune des centrales, ceux-ci tenant compte de facteurs tels l'importance des efforts requis pour apporter des modifications à la conception et les projets de prolongement de la durée de vie. Les activités de Bruce Power et d'Énergie NB visant à compléter les programmes de GAG spécifiques à leurs centrales ont progressé de façon importante. Dans le cas d'Hydro-Québec, l'élaboration et la mise en œuvre d'un programme de GAG sont intégrées au projet de prolongement de la durée de vie de la centrale. Pour ce qui est d'OPG, ses lignes directrices en matière de GAG sont mises en œuvre en deux phases. La phase 1 portait sur leur mise en œuvre au sein de l'organisme des mesures d'urgence. Selon l'information communiquée officiellement à la CCSN, OPG a complété cette phase en 2010. La phase 2, celle de la mise en œuvre spécifique à la centrale, a commencé en 2011. Cette phase comprendra l'intégration des lignes directrices en matière de GAG aux procédures d'exploitation, une évaluation des modifications en chantier et des améliorations à la conception requises par la mise en œuvre de ces lignes directrices, une validation sur le terrain des stratégies se rapportant à ces lignes directrices, l'élaboration d'instructions facilitantes, etc. OPG s'est engagée à soumettre à la CCSN le plan global de mise en œuvre des lignes directrices en matière de GAG ainsi qu'un rapport d'étape d'ici le 28 mai 2011.

Analyse de la robustesse des mesures pour faire face aux cas d'acte malveillant

Le rendement dans ce domaine spécifique est présenté au tribunal de la Commission dans une annexe d'un document aux commissaires séparé (CMD 11-M46.A). Les cotes de rendement correspondantes n'ont pas servi à la détermination des cotes de rendement des centrales dans le DSR « Analyse de la sûreté ».

1A.5 Conception matérielle

	Cote de rendement							Moyenne des centrales
	BA	BB	Dar1	PA	PB	G-2	PL	
Conception matérielle	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Conception matérielle » couvre les activités qui ont une incidence sur la capacité des systèmes, structures et composants à répondre et continuer de répondre aux exigences du fondement de leur conception, compte tenu des nouvelles informations devenant disponibles au fil du temps et des changements dans l'environnement externe. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans le DSR « Conception matérielle » est « Satisfaisant » pour l'année 2010.

Dans la structure des domaines de sûreté et programmes utilisée pour les rapports précédents sur les centrales nucléaires, l'évaluation de la conception du système de protection contre l'incendie était rapportée dans la partie couvrant le programme « Conception ». Pour le rapport 2010 sur les centrales nucléaires, l'information concernant la conception de la protection contre l'incendie est maintenant présentée sous le DSR « Gestion des urgences et protection contre l'incendie », cette conception étant évaluée dans le cadre du domaine spécifique « Protection et intervention en cas d'incendie ».

Qualification de l'équipement

La cote attribuée aux programmes « Qualification de l'équipement » des titulaires de permis est fonction du rendement de leurs programmes de qualification environnementale (QE). Globalement, le rendement des programmes de QE dans l'ensemble des centrales nucléaires a continué d'être bon en 2010, et on estime que le rendement dans ce domaine spécifique était satisfaisant à toutes les centrales. Tous les titulaires de permis ont mis en œuvre des programmes de QE et y ont apporté des améliorations de façon continue depuis leur mise en œuvre initiale en 2004.

Ce programme, qui est conforme aux exigences de la norme CSA N290.13-05, *Qualification environnementale des équipements pour les centrales nucléaires CANDU*, s'applique à tous les systèmes, pièces d'équipement, composants, barrières de protection et structures pour lesquels on fait l'hypothèse qu'ils pourront remplir leurs fonctions de sûreté lorsqu'exposés aux conditions environnementales difficiles pouvant prévaloir à la suite de certains accidents de dimensionnement.

À la suite de la mise en œuvre des programmes de QE, les titulaires de permis et la CCSN ont tous deux décelé des difficultés liées aux activités nécessaires pour préserver la qualification environnementale tout au long de la durée de vie de la centrale, notamment, la formation en QE, la surveillance portant sur QE, le programme de QE relatif aux barrières coupe vapeur et les retards accumulés au chapitre de la documentation en matière de QE. Cependant, aucun problème d'importance n'a été décelé au cours des inspections des programmes de QE effectuées par la CCSN en 2010.

Conception et classification des systèmes

Contrôle du réacteur, procédé et commande, instruments et dispositifs de commande incluant les logiciels

Les cotes de rendement attribuées aux titulaires de permis en 2010 dans le domaine « Instrumentation et contrôle » repose sur les efforts déployés pour améliorer l'état des composants détériorés. Le secteur nucléaire a continué d'améliorer la fiabilité des systèmes d'instrumentation et de contrôle par des projets de remplacement des composants et une stratégie d'entretien. On a jugé que le rendement à ce chapitre était satisfaisant à toutes les centrales.

Les systèmes d'eau de service, incluant les systèmes d'eau de service d'urgence

Les systèmes d'eau de service fournissent de l'eau à basse température à l'équipement, principalement à des fins de refroidissement, mais également pour remplir d'autres fonctions, comme la lubrification des paliers et des garnitures d'étanchéité des pompes.

Quoique les systèmes d'eau de service alimentent un très grand nombre de composants et systèmes, d'une perspective sûreté nucléaire, les besoins les plus importants auxquels l'eau de service répond sont ceux liés :

- à l'évacuation de la chaleur provenant de la fission nucléaire dans le cœur du réacteur, p. ex. le refroidissement des échangeurs de chaleur du modérateur et des boucliers d'extrémité; le cœur du réacteur est une source constante de chaleur en fonctionnement normal et demeure une source de chaleur lorsque le réacteur est à l'arrêt, le niveau de puissance correspondant alors à l'intensité de la désintégration; sans refroidissement adéquat, l'accumulation continue de chaleur dans les différents systèmes, structures et composants (SSC) peut porter atteinte à leur intégrité
- aux fonctions de refroidissement visant à s'assurer que les SSC importants pour la sûreté fonctionneront adéquatement, p. ex. les compresseurs d'air d'instrumentation et les refroidisseurs d'air locaux dans les salles des générateurs de vapeur

Les systèmes d'eau de service ont bien fonctionné à toutes les centrales nucléaires en 2010 et aucun problème d'importance n'a été signalé.

Gestion de la configuration

Au niveau d'une centrale nucléaire, la gestion de la configuration consiste à déterminer et documenter les caractéristiques des systèmes, structures et composants de la centrale (incluant les systèmes informatiques et les logiciels) et à s'assurer que les modifications apportées à ces caractéristiques sont reflétées de manière appropriée dans les documents de la centrale. Les titulaires de permis doivent s'assurer que tous les systèmes importants pour la sûreté répondent à leurs exigences de conception et que les documents de la centrale reflètent leur état physique réel.

Le programme de référence global en matière de gestion de la configuration a été mis en œuvre à toutes les centrales. Cependant, on a dénoté certaines lacunes mineures au chapitre des activités à l'appui de la gestion de la configuration qui ont un lien avec des processus en place comme le contrôle des modifications techniques, la surveillance du rendement, l'entretien, la gestion du vieillissement et la prise de mesures correctives.

Les facteurs humains dans la conception

Suite aux évaluations et inspections effectuées, le personnel de la CCSN a conclu que, dans l'ensemble des centrales nucléaires, des améliorations sont requises au chapitre de l'intégration des facteurs humains au processus de modification technique de la conception. De façon générale, des spécialistes en facteurs humains n'ont pas assez été

impliqués dans le processus de conception pour s'assurer que la conception proposée, à l'étape du concept, mènera à une modification optimale.

Le contrôle des modifications techniques

Les titulaires de permis ont mis en place des processus proportionnés pour effectuer le contrôle et la mise en œuvre des modifications de la conception des SSC. Le processus vise à évaluer le risque de nuire à l'exploitation sûre lié à la modification proposée afin de déterminer ce qui suit :

- les approbations requises pour chacune des conceptions
- le niveau de formalité de la planification
- les exigences réglementaires, des essais officiels de mise en service aux essais fonctionnels à des fins d'exploitation ou d'entretien
- le niveau de formalité de la démarche d'acceptation et le niveau d'acceptation requis une fois que la modification technique a été effectuée

En 2010, le personnel de la CCSN n'a pas décelé de faiblesses relatives à la mise en œuvre des processus de contrôle des modifications techniques en fonction des risques.

Robustesse de la conception

Le rendement dans ce domaine spécifique est présenté au tribunal de la Commission dans une annexe à un document aux commissaires séparé (CMD 11-M46.A). Les cotes de rendement correspondantes n'ont pas servi à la détermination des cotes de rendement des centrales dans le DSR « Conception matérielle ».

1A.6 Aptitude fonctionnelle

	Cote de rendement							Moyenne des centrales
	BA	BB	Darl	PA	PB	G-2	PL	
Aptitude fonctionnelle	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Aptitude fonctionnelle » couvre les activités qui ont une incidence sur l'état physique des systèmes, structures et composants afin de veiller à ce qu'ils demeurent efficaces au fil du temps. Ce domaine comprend les programmes visant à s'assurer que, lorsque les circonstances l'exigent, l'équipement est disponible pour remplir la fonction pour laquelle il a été conçu. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « Satisfaisant » pour l'année 2010.

L'évaluation du rendement en matière de sûreté dans ce DSR est présentée à l'égard des domaines importants que couvre l'aptitude fonctionnelle, à savoir l'entretien, la fiabilité, l'inspection périodique des composants des enveloppes sous pression et la gestion du cycle de vie.

Entretien

Le document d'application de la réglementation S-210, *Programmes d'entretien des centrales nucléaires*, définit les attentes concernant les programmes d'entretien, mettant l'accent sur la gestion des processus. Ce document est en voie d'être incorporé comme nouvelle condition des permis d'exploitation de réacteur de puissance (PERP) au moment de leur renouvellement. En 2010, ceci a été fait dans le cas de la centrale Pickering-A et les deux permis qui ne font toujours pas référence au document S-210 sont ceux des centrales Gentilly-2 et Point Lepreau.

À titre d'indicateurs de l'efficacité dans ce domaine, le personnel de la CCSN surveille les retards accumulés par les titulaires de permis au chapitre de l'entretien, particulièrement ceux concernant l'entretien correctif et l'entretien facultatif. Le retard accumulé au chapitre de l'entretien correctif a rapport à tous les travaux de nature corrective faisant l'objet d'une demande de travail et qui, selon le système de gestion des travaux, ne sont pas terminés. Le retard accumulé au chapitre de l'entretien facultatif est similaire, sauf qu'il porte sur l'équipement dont l'état se détériore mais qui peut toujours remplir la fonction pour laquelle il a été conçu. La combinaison de ces retards accumulés donne une indication de l'état physique d'une centrale, se rappelant cependant qu'il y aura toujours un certain retard accumulé attribuable à l'exploitation normale et au vieillissement de l'équipement.

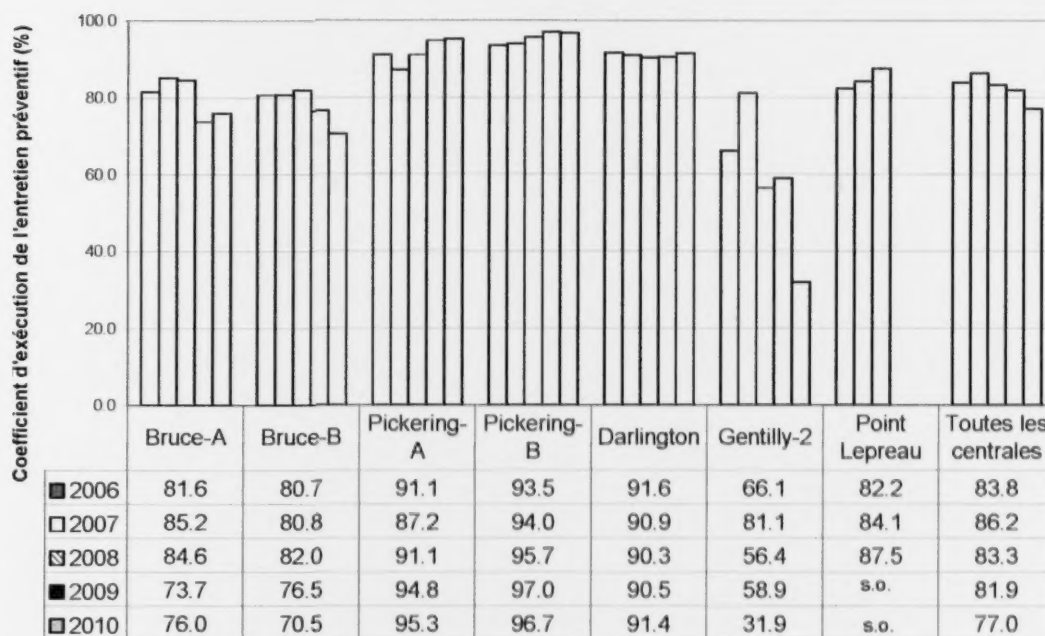
À la plupart des centrales, les retards accumulés aux chapitres de l'entretien correctif et de l'entretien facultatif ont tous deux diminué au cours de l'année 2010. Cependant, le personnel de la CCSN continuera de porter une attention particulière à cette question jusqu'à ce que leur nombre à chacune des centrales reflète les meilleures pratiques du secteur nucléaire. La mise en œuvre de mesures est présentement en cours aux centrales Pickering-A et Pickering-B afin de réduire les retards accumulés au chapitre de l'entretien et le personnel de la CCSN continuera de faire un suivi des progrès réalisés à ce chapitre.

Le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) est un indicateur de rendement représentant le nombre de travaux d'entretien préventif exécutés sur le nombre total de travaux d'entretien correctif et préventif exécutés, ces travaux portant sur l'équipement des systèmes liés à la sûreté. On entend par entretien préventif les mesures servant à déceler, prévenir et atténuer la détérioration d'un système, structure ou composant fonctionnel afin qu'il soit efficace jusqu'à la fin de sa durée de vie utile prévue ou de prolonger celle-ci, en contrôlant la détérioration et les défaillances à un niveau acceptable.

Le CEEP permet de faire le suivi de l'efficacité du programme d'entretien préventif à minimiser les besoins en travaux d'entretien correctif. Le CEEP est un indicateur tardif de l'efficacité du programme d'entretien préventif. Les meilleures pratiques du secteur nucléaire fixent à 90 % et plus l'objectif pour cet indicateur. Tel que montré à la figure 6, la valeur moyenne du CEEP aux centrales d'OPG dépassait 90 % en 2010. Les CEEP des centrales de Bruce Power étaient à l'intérieur de la plage des valeurs moyennes de l'ensemble des centrales nucléaires et celui à la centrale Point Lepreau s'approchait de

l'objectif que visent les meilleures pratiques du secteur nucléaire. Le CEEP à Gentilly-2 est faible en raison de la façon différente de présenter les rapports, mais cette différence sera réglée dans les rapports futurs portant sur cet indicateur de rendement. Bien que la valeur moyenne du CEEP pour l'ensemble des centrales nucléaires ait baissé au cours des cinq dernières années, de façon générale en 2010, les valeurs du CEEP à quatre centrales ont atteint ou dépassé l'objectif que les meilleures pratiques du secteur nucléaire visent. Le personnel de la CCSN continuera de vérifier l'efficacité des programmes d'entretien préventif des titulaires de permis afin de s'assurer que les valeurs du CEEP atteindront les objectifs visés par le secteur nucléaire.

Figure 6 : Détails de la tendance du coefficient d'exécution de l'entretien préventif



Fiabilité

Les titulaires de permis ont en place des programmes de fiabilité reflétant les exigences du document d'application de la réglementation S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires*, afin de s'assurer que les systèmes importants pour la sûreté répondent à leurs exigences de conception et de rendement avec un niveau de fiabilité acceptable et continueront de le faire tout au long de la vie des installations.

Le personnel de la CCSN continue de participer à des rencontres avec les titulaires de permis afin de discuter des progrès réalisés à l'égard de questions entourant la mise en œuvre du document d'application de la réglementation S-98. Des rencontres ont lieu de façon régulière sous les auspices du groupe de travail du COG sur les risques et la

fiabilité. Au cours de l'année 2010, le personnel de la CCSN et des représentants du secteur nucléaire en sont venus à une entente sur certains points, dont :

- les critères de réussite (ou échec) utilisés dans la modélisation de la fiabilité des systèmes
- la modélisation des pannes au moment où un système est appelé à fonctionner et pendant son temps de mission
- incorporation de systèmes de soutien à la modélisation de la fiabilité des systèmes
- ajout de défaillances d'origine commune à la modélisation des systèmes
- le rôle que joue le document S-98 dans le cadre de réglementation de la CCSN
- l'évaluation du rendement des systèmes fonctionnels en matière de fiabilité

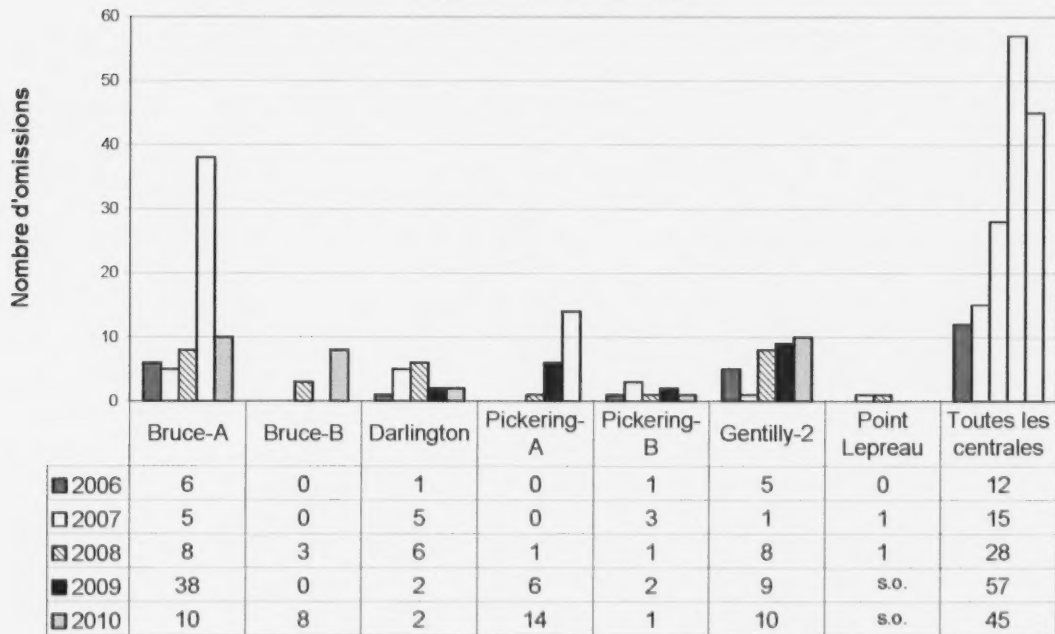
L'indicateur de rendement « *Nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté* » reflète le succès obtenu à effectuer des essais prescrits par des conditions de permis. Il représente la capacité des titulaires de permis à mener à bon terme tous les essais réguliers auxquels les systèmes de sûreté doivent être soumis. Les données pertinentes à cet indicateur de rendement se retrouvent au tableau 6 et à la figure 7. La tendance globale récente reflète les efforts concertés déployés aux centrales nucléaires pour diminuer le nombre d'omissions au cours de 2010. Il convient de signaler que le nombre d'omissions d'essais ne représente qu'une très petite partie (0,05 %) du nombre total d'essais sur les systèmes de sûreté que les titulaires de permis doivent effectuer au cours d'une année. Le risque que ceci représente est négligeable puisque, dans la majorité des cas, les essais ont été effectués peu de temps après le moment prescrit et mettaient en cause des systèmes de sûreté dont la redondance de leurs composants est suffisamment grande pour avoir l'assurance que le système de sûreté continue d'être disponible.

Tableau 6 : Nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté en 2010

Centrale	Nombre d'essais total	Omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté			
		Systèmes spéciaux de sûreté	Systèmes de sûreté en attente	Systèmes fonctionnels liés à la sûreté	Total
Bruce-A	20 160	3	6	1	10
Bruce-B	29 448	8	0	0	8
Darlington	14 400	2	0	0	2
Pickering-A	13 375	13	1	0	14
Pickering-B	13 345	1	0	0	1
Gentilly-2	4 414	2	3	5	10
Point Lepreau*	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Toutes les centrales	95 142	29	10	6	45

* Aucun essai n'a été effectué à la centrale Point Lepreau depuis que le combustible a été retiré du réacteur.

Figure 7 : Détails de la tendance des omissions d'essais prescrits, par centrale et pour toutes les centrales



Inspections périodiques

Les inspections et essais périodiques des composants des centrales nucléaires CANDU, dont des composants de l'enveloppe de confinement et des structures de béton de cette enveloppe, ainsi que les inspections en service de SSC importants de la partie classique des centrales sont des exigences prescrites dans le PERP. Les titulaires de permis sont tenus de mettre en œuvre et de tenir à jour des programmes d'inspection périodique (PIP) et d'inspection en service couvrant ces éléments, et ceci conformément à une série de normes de la CSA. Ces programmes des titulaires de permis servent à faire la gestion de l'intégrité structurale des SSC, y compris leur surveillance, l'évaluation de leur aptitude fonctionnelle, les mesures d'atténuation et, au besoin, le remplacement des composants détériorés. Les titulaires de permis effectuent des inspections périodiques et en service afin de confirmer que l'aptitude fonctionnelle de tous les composants des centrales nucléaires décrits précédemment demeure adéquate.

Les titulaires de permis de centrale nucléaire effectuent des inspections périodiques afin de confirmer que l'aptitude fonctionnelle des composants importants du CCP demeure adéquate. Ces composants comprennent les tuyaux d'alimentation, les générateurs de vapeur et les TF. Les résultats des inspections périodiques de ces composants effectuées aux centrales d'OPG et Bruce Power en 2010 étaient satisfaisants.

De façon globale, le rendement des titulaires de permis dans ce domaine est satisfaisant et ces derniers ont rapporté les résultats des inspections des composants de l'enveloppe de confinement conformément à la norme CSA N285.5, *Inspection périodique des*

composants de confinement des centrales nucléaires CANDU et au document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires*. OPG a soumis en 2010 son plan de transition pour la mise en œuvre de la dernière version de la norme CSA et, jusqu'à maintenant, elle respecte à toutes ses centrales nucléaires l'échéancier prévu pour cette transition. Dans le cas de Bruce Power, des renseignements additionnels ont été demandés afin de s'assurer d'une compréhension commune du fondement des programmes d'inspection. Hydro-Québec n'a pas soumis en 2010 un programme conforme à la norme CSA 285.5 mais elle le fera en 2011 dans le cadre du renouvellement de son permis.

En ce qui a trait à la transition visant la mise en œuvre de la norme CSA N287.7-08, *Exigences relatives à la mise à l'essai et à la vérification, en cours d'exploitation, des enceintes de confinement en béton des centrales nucléaires CANDU*, des révisions des programmes d'inspection périodique ont été soumises à la CCSN dans le cas de Pickering et celles-ci ont été acceptées. Les révisions des documents des programmes d'inspection périodique aux centrales Darlington et Point Lepreau ont également été soumises au personnel de la CCSN pour examen. Il a fourni ses commentaires et un échéancier de transition est en voie d'élaboration. Bruce Power a soumis récemment de telles révisions pour examen par le personnel de la CCSN. Hydro-Québec a indiqué qu'elle présentera en 2011 son programme d'inspection périodique (PIP) devant se conformer aux exigences de la norme CSA N287.7-08.

En ce qui concerne le programme de gestion du vieillissement des structures en béton de l'enveloppe de confinement, tous les titulaires de permis, sauf Hydro-Québec, ont soumis leur programme au personnel de la CCSN pour examen et acceptation. L'examen de ces programmes par le personnel de la CCSN a atteint diverses étapes pour les différents titulaires de permis. Il est prévu qu'Hydro-Québec soumettra son programme de gestion du vieillissement des structures de confinement en béton en 2011.

Inspections en service de la partie conventionnelle de la centrale

Ces inspections constituent une nouvelle exigence qui est incorporée de façon progressive lors du renouvellement des permis. À compter de 2010, Bruce Power et Pickering-A doivent mettre en œuvre et tenir à jour des programmes d'inspection en service de la tuyauterie de circuits secondaires se trouvant dans la partie conventionnelle de la centrale. Bruce Power a indiqué qu'elle planifie élaborer un plan de gestion du cycle de vie comme mesure additionnelle dans ce domaine.

En 2011, le personnel de la CCSN fera la promotion du besoin pour tous les titulaires de permis d'élaborer un plan de gestion du cycle de vie concernant la partie conventionnelle de leurs centrales, en appui à l'élaboration de la nouvelle norme de la CSA qui sera incorporée aux PERP.

1A.7 Radioprotection

	Cote de rendement							Moyenne des centrales
	BA	BB	Darl	PA	PB	G-2	PL	
Radioprotection	IA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Radioprotection » couvre la mise en œuvre d'un programme de radioprotection conformément au *Règlement sur la radioprotection*. Ce programme doit veiller à ce que la contamination et les doses de rayonnement reçues soient mesurées et contrôlées.

La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans le DSR « Radioprotection » est « Satisfaisant » pour l'année 2010.

Tous les titulaires de permis ont mis en œuvre et tenu à jour un programme de radioprotection afin de contrôler les risques radiologiques présents à leurs installations. Ils ont également déterminé et enregistré les doses reçues par chaque personne qui a effectué des tâches liées aux activités autorisées par leur permis, tel que stipulé aux articles 4 et 5 du *Règlement sur la radioprotection*.

L'objectif global du programme de radioprotection est de s'assurer que les expositions des travailleurs et des membres du public aux rayonnements sont maintenues au niveau le plus bas qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre (ALARA), compte tenu des facteurs économiques et sociaux.

En 2010, aucune exposition aux rayonnements dépassant les limites réglementaires pour les travailleurs (c.-à-d. 50 mSv par année et 100 mSv par période de dosimétrie de cinq ans) n'a été rapportée.

Se fondant sur l'expérience d'exploitation découlant d'un événement qui a eu lieu en 2009 et qui était mentionné dans le rapport 2009 sur les centrales nucléaires, Bruce Power a déterminé qu'au cours des années antérieures, des travailleurs auraient pu absorber de la contamination alpha suite à l'exploitation de ses réacteurs. Compte tenu de cette nouvelle information et de la possibilité d'exposition des travailleurs aux centrales nucléaires à de la contamination alpha, le personnel de la CCSN a demandé en juin 2010, en vertu du paragraphe 12(2) du *RGSRN*, que tous les titulaires de permis de centrale nucléaire prennent des mesures pour s'assurer que le risque lié à contamination alpha soit surveillé et contrôlé à leurs installations. Tous les titulaires de permis ont immédiatement pris des mesures pour assurer la sécurité de leurs travailleurs. Le personnel de la CCSN a examiné ces mesures et les a jugées acceptables.

De plus, le personnel de la CCSN a communiqué ses attentes au sujet des mesures correctives requises à long terme pour améliorer les programmes de radioprotection des titulaires de permis de sorte à se conformer aux meilleures pratiques du secteur nucléaire, tenant compte de l'expérience d'exploitation relative à la surveillance des risques associés à la contamination alpha et aux moyens de s'en protéger. Tous les titulaires de

permis ont communiqué au personnel de la CCSN leurs plans de mesures correctives à long terme et leurs plans pour les mettre en œuvre. Il les a par la suite examinés et acceptés.

Parce que plusieurs titulaires de permis exploitent et, en plus, effectuent la réfection de leurs centrales nucléaires, les programmes de RP doivent permettre de faire face à des difficultés émergentes relativement au besoin d'effectuer des inspections et travaux d'entretien additionnels. Aux centrales Bruce-A et Point Lepreau, les difficultés techniques rencontrées et les délais encourus pendant la réfection ont rendu la situation plus difficile au chapitre de la radioprotection en ce qui concerne le respect des limites de dose collective à ces installations.

Le personnel de la CCSN poursuit sa surveillance de l'efficacité des programmes de radioprotection des titulaires de permis de centrale nucléaire, y compris la mise en œuvre d'améliorations à long terme concernant la surveillance et le contrôle de la contamination alpha, en effectuant des inspections et des examens documentaires afin de s'assurer que la sécurité des travailleurs et du public continuera d'être préservée.

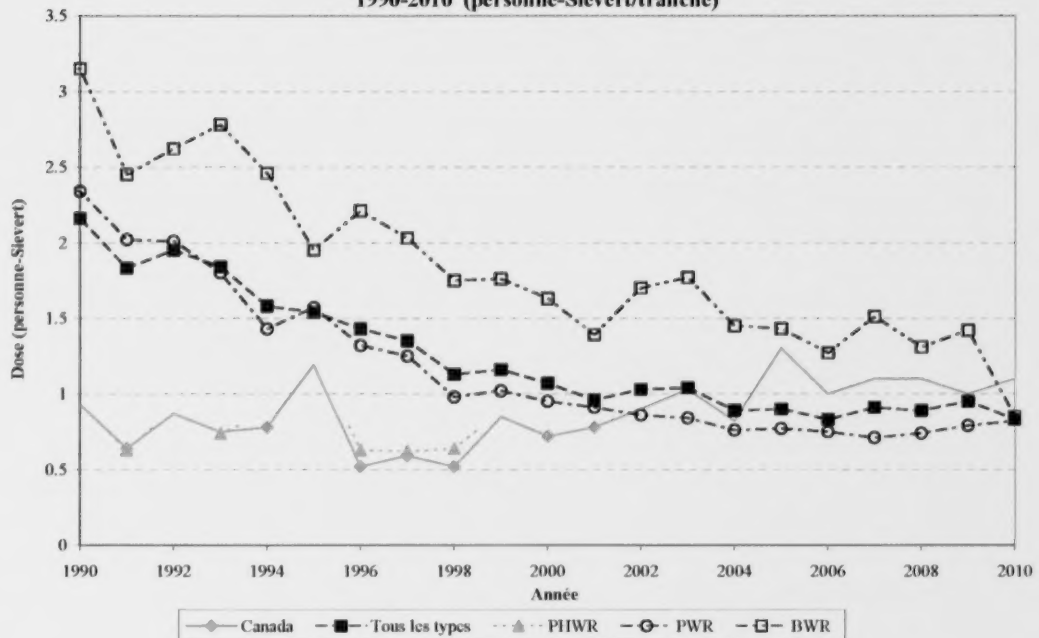
L'annexe F donne la dose collective annuelle des travailleurs à chacune des centrales et pour l'ensemble des centrales nucléaires.

La figure 8 montre une comparaison des doses collectives par tranche au Canada¹ (liées aux activités routinières et aux arrêts) avec celles pour différents types de réacteurs (réacteur à eau lourde sous pression (PHWR), réacteur à eau bouillante (BWR), réacteur à eau sous pression (PWR) et tous les types de réacteurs) en service dans le monde². On peut observer que dans le cas des centrales nucléaires au Canada, la moyenne par tranche des doses collectives annuelles a été d'environ 1,0 personne-Sievert au cours des dernières années, sauf en 2005 alors que les travaux en temps d'arrêt ont entraîné une dose collective plus élevée à la plupart des tranches. Depuis 2008, la dose collective par tranche au Canada a été inférieure à celles rapportées par tous les exploitants de PHWR. La dose collective par tranche au Canada en 2010 était 0,28 personne-Sievert plus élevée que la dose collective par tranche des PWR, ceci étant un reflet de la dose additionnelle due au tritium aux réacteurs dont le modérateur est de l'eau lourde. Comme le montrent les courbes de la figure 8, la tendance au niveau international de la dose collective de rayonnement pour les PWR, les BWR et tous les types de réacteur a été à la baisse au cours de 20 dernières années. Pendant cette période, la tendance de l'ensemble des centrales nucléaires au Canada montre une convergence vers une valeur de 1,0 personne-Sievert par tranche pour cette dose.

1 Les valeurs des doses collectives ne comprennent pas celles liées aux activités de réfection aux tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A et à la centrale Point Lepreau.

2 L'information sur les doses au niveau international est tirée de la base de données « Information System on Occupational Exposure », (<http://www.isoe-network.net>).

Figure 8 : Comparaison sur le plan international des moyennes de la dose collective de rayonnement pour les différents types de réacteur en service 1990-2010 (personne-Sievert/tranche)



1A.8 Santé et sécurité au travail

Santé et sécurité au travail	ES	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Ce domaine couvre la mise en œuvre d'un programme de gestion des risques pour la sécurité sur les lieux de travail et de protection du personnel et de l'équipement. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans le DSR « Santé et sécurité au travail » est « Satisfaisant » pour l'année 2010.

Les titulaires de permis ont la responsabilité d'élaborer et de mettre en œuvre des programmes en matière de santé et de sécurité au travail afin de protéger leurs travailleurs ainsi que les employés des entrepreneurs, quel que soit leur lieu de travail à l'installation nucléaire. Les programmes en matière de santé et de sécurité au travail dans l'ensemble des centrales nucléaires ainsi que leur mise en œuvre étaient conformes aux articles pertinents du *Code canadien du travail* et des lois provinciales applicables.

L'indicateur de rendement « Taux de gravité des accidents » est l'un des paramètres servant à évaluer l'efficacité du programme « Santé et sécurité au travail » à assurer la sécurité des travailleurs. Cet indicateur est une mesure du nombre total de jours perdus

pour tous les accidents invalidants par 200 000 heures-personnes (environ 100 années-personnes) travaillées dans une centrale nucléaire. Cependant, la prudence est de mise lorsqu'il s'agit de comparer les valeurs de ce taux entre les différents titulaires de permis, en raison des différences entre les organisations pour ce qui est notamment de la définition des accidents industriels, de l'autorité responsable de la sécurité des travailleurs et des interprétations relatives au temps perdu à cause de problèmes de santé chroniques. Par exemple, selon les règles régissant l'assignation des travaux, un travailleur avec un mal de dos pourrait être assigné à des travaux légers par un titulaire de permis tandis qu'un autre titulaire pourrait le classer parmi les cas d'accident invalidant. La gravité des accidents n'est aussi qu'un de trois domaines spécifiques (voir l'annexe A) servant à déterminer la cote de rendement dans le DSR « Santé et sécurité au travail ».

Les valeurs de l'indicateur de rendement « Taux de gravité des accidents » pour les centrales et l'ensemble des centrales nucléaires sont présentées au tableau 7 et à la figure 9. On peut observer que, de façon générale, il y a eu en 2010 une augmentation des valeurs de ce taux au niveau des centrales ainsi qu'au niveau de l'ensemble de celles-ci. La valeur de ce taux pour la centrale Point Lepreau est relativement élevée à cause de six accidents invalidants et de la méthode utilisée à cette centrale pour déterminer les cas d'accident invalidant. Tous les accidents invalidants sont totalisés à cette centrale tandis que les autres titulaires de permis comptent seulement ceux pour lesquels les travailleurs ne peuvent être assignés à des travaux légers.

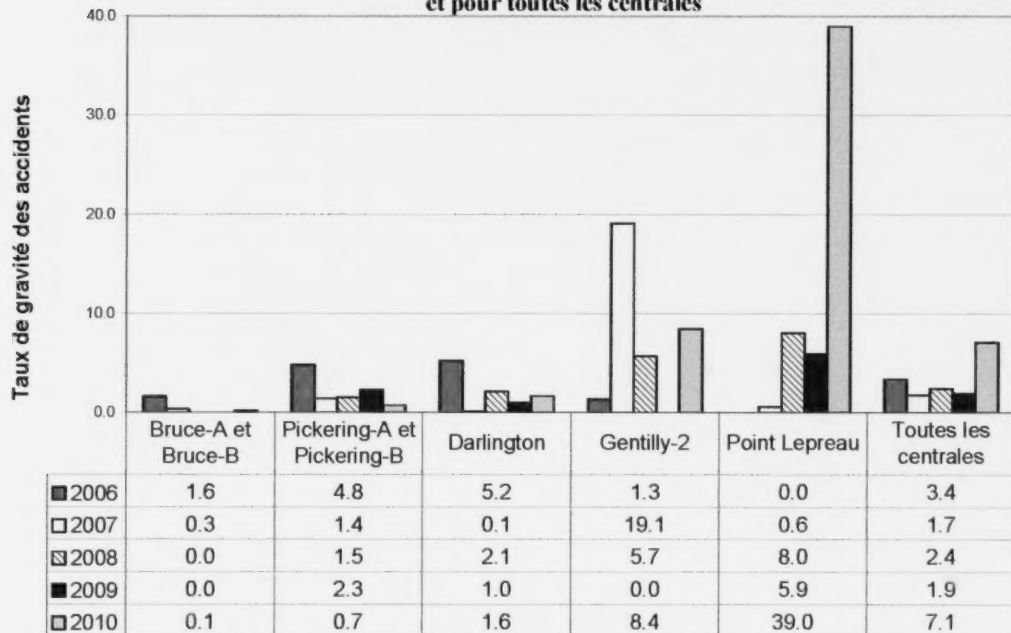
Tableau 7 : Taux de gravité des accidents en 2010

Centrale	Jours	Heures-	Taux de gravité des accidents
	perdus	personnes	
Bruce-A et Bruce-B	5	8 199 508	0,12
Pickering-A et Pickering-B	30	8 401 300	0,71
Darlington	43	5 246 256	1,64
Gentilly-2	101	2 393 378	8,44
Point Lepreau	833	4 276 022	38,96
Moyenne des centrales	1 012	28 516 464	7,10

N.B. À cause de différences entre les méthodes utilisées pour préparer les rapports sur les accidents invalidants, il n'est pas possible de comparer directement les valeurs du taux de gravité des accidents.

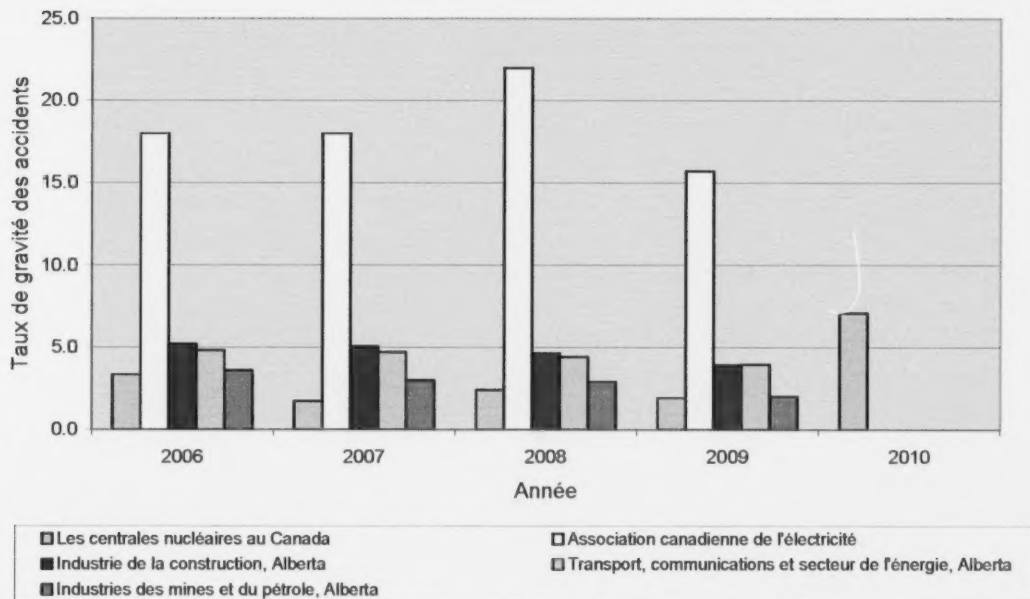
La figure 10 montre, pour la période 2006 à 2010, une comparaison des valeurs du taux de gravité des accidents pour l'ensemble des centrales nucléaires au Canada par rapport à celles d'autres secteurs industriels aux niveaux provincial et national. Les autres entreprises ayant servi à la comparaison comprennent des membres de l'Association canadienne de l'électricité et des secteurs de la construction, des mines, du pétrole, du transport et des communications ainsi que d'autres compagnies d'électricité. Globalement, les taux de gravité des accidents aux centrales nucléaires au Canada sont comparables à ceux d'autres secteurs industriels et inférieurs à ceux rapportés par l'Association canadienne de l'électricité.

Figure 9 : Détails de la tendance du taux de gravité des accidents, par centrale et pour toutes les centrales



N.B. Tel que déjà mentionné, une approche différente est appliquée à la centrale Point Lepreau pour rapporter les données sur le taux de gravité des accidents.

Figure 10 : Détails de la tendance du taux de gravité des accidents de différents secteurs industriels au Canada



1A.9 Protection de l'environnement

	Cote de rendement							Moyenne des centrales
	BA	BB	Dar1	PA	PB	G-2	PL	
Protection de l'environnement	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Protection de l'environnement » couvre les programmes visant à détecter, contrôler et surveiller tous les rejets de substances radioactives ou dangereuses émanant des installations ou d'activités autorisées ainsi que leurs effets sur l'environnement. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « Satisfaisant » pour l'année 2010.

La figure 11 montre, pour chacune des centrales nucléaires au Canada, la dose au public en 2010 due aux rejets de radionucléides dans les effluents gazeux et les effluents liquides. Elle montre que ces doses sont grandement inférieures à la limite de dose réglementaire pour le public de 1 000 microSieverts (μSv) et négligeables en comparaison à la dose de rayonnement que les Canadiens reçoivent de sources naturelles (2 400 μSv). Afin de mettre en contexte les valeurs des doses au public de la figure 11, il faut se rappeler qu'habituellement, un Canadien reçoit de sources naturelles une dose de rayonnement d'environ 6,6 μSv par jour. La dose **annuelle** au public due à une centrale nucléaire (jusqu'à 4,4 μSv par année au cours des trois dernières années) est moindre que celle reçue de sources naturelles par un Canadien en une seule journée. Les valeurs de ces doses pour les années 2008 et 2009 sont également montrées à des fins de comparaison. Cette comparaison fait ressortir que les valeurs de ces doses pour l'année 2010 sont inférieures à celles pour l'année 2009 aux centrales nucléaires au Canada.

Les figures 12 et 13 montrent les valeurs des rejets en 2010 dans les effluents gazeux et liquides respectivement.

Les titulaires de permis établissent des seuils d'intervention qui sont fixés à 10 % des limites opérationnelles dérivées (LOD) et ces limites se trouvent dans chacun des PERP. L'atteinte d'un de ces seuils signifierait qu'une partie du programme de protection de l'environnement du titulaire de permis n'est plus efficace et qu'il est nécessaire que des mesures particulières soient prises et rapportées à la CCSN. Les rejets dans les effluents gazeux et liquides étaient inférieurs aux LOD en 2010. Sauf en une occasion, à la centrale Pickering-B en juin, alors qu'un seuil d'intervention relatif aux rejets mensuels dans les effluents liquides a été dépassé (pour plus de renseignements, voir la section 1B.4.9), tous les rejets dans les effluents liquides et gazeux ont été inférieurs aux seuils d'intervention relatifs aux rejets mensuels.

Figure 11 : Comparaison de la dose à la population due aux centrales nucléaires, 2008 à 2010

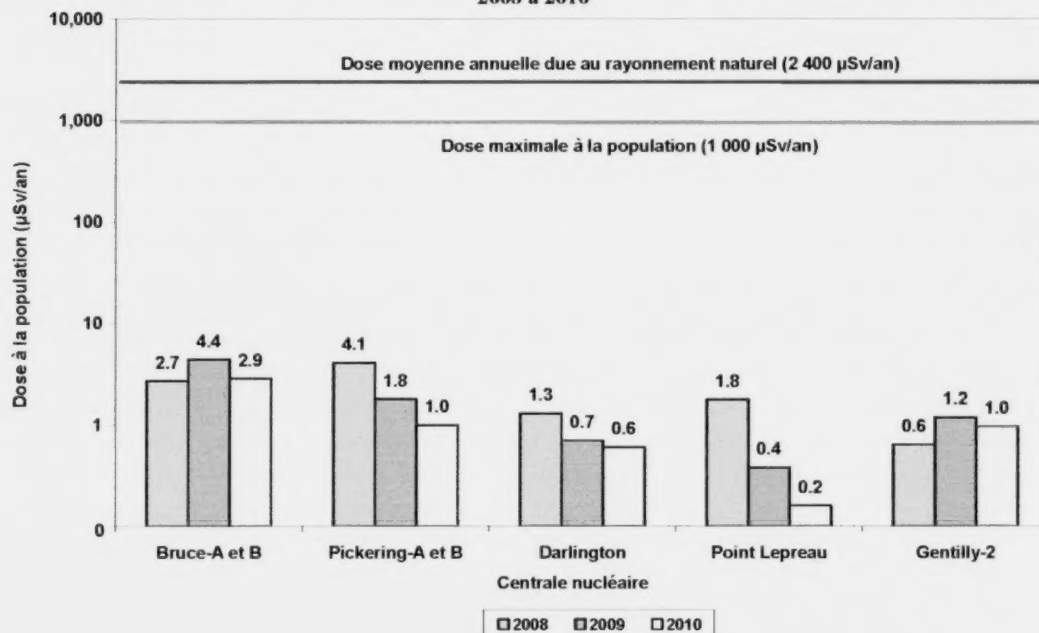


Figure 12 : Rejets de radionucléides dans les effluents gazeux des centrales nucléaires au Canada en 2010

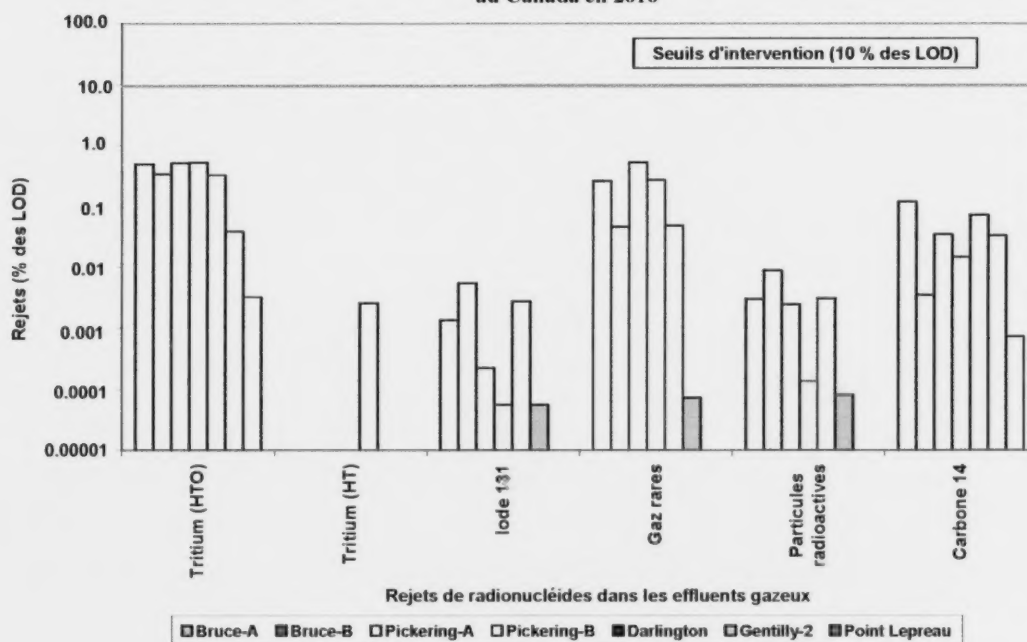
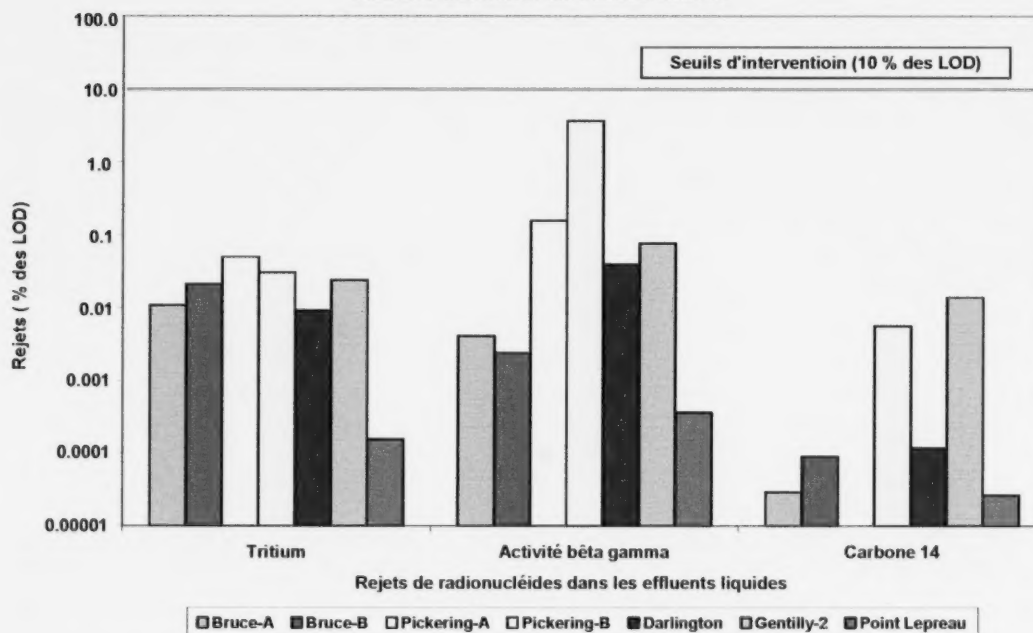


Figure 13 : Rejets de radionucléides dans les effluents liquides des centrales nucléaires au Canada en 2010



1A.10 Gestions des urgences et protection contre l'incendie

	Cote de rendement							
	BA	BB	Darl	PA	PB	G-2	PL	Moyenne des centrales
Gestion des urgences et protection contre l'incendie	SA	SA	SA	SA	SA	SA	IA	SA

Le DSR « Gestion des urgences et protection contre l'incendie » couvre les plans de mesures d'urgence et les programmes de préparation aux situations d'urgence mis en place pour faire face aux cas d'urgence ou aux conditions inhabituelles. Il couvre également tout résultat au chapitre de la participation aux exercices. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « Satisfaisant » pour l'année 2010.

Les centrales nucléaires au Canada continuent d'avoir en place des programmes de préparation aux situations d'urgence et de protection contre l'incendie pleinement développés et conformes aux normes du secteur nucléaire et aux attentes de la CCSN en matière de rendement.

La cote « Inférieur aux attentes » a cependant été attribuée au rendement dans ce DSR à la centrale Point Lepreau, à cause du faible rendement en matière de protection contre

l'incendie et d'intervention en cas d'incendie. Cette cote est fondée sur des lacunes observées en 2010 lors d'exercices de la brigade incendie et des équipes d'intervention en cas d'urgence. Une directive a alors été émise aux autorités de la centrale Point Lepreau les enjoignant d'améliorer la capacité, le rendement et la formation de son équipe d'intervention en cas d'urgence. Dans le cadre de ses activités régulières de réglementation liées au retour en service de la centrale, le personnel de la CCSN surveillera étroitement l'efficacité des mesures correctives prises à ce chapitre.

Aux centrales en réfection, une plus grande importance doit être accordée à des aspects différents ou nouveaux de la planification des mesures d'urgence. Par exemple,

- des plans et des procédures d'urgence tenant compte des sites de travail à vocation mixte, (c'est-à-dire des projets majeurs de réfection sur un site où des réacteurs sont en exploitation)
- la capacité d'intervention en cas d'urgence, particulièrement en ce qui a trait à la collaboration avec des organismes d'intervention externes
- l'incidence possible sur les programmes d'urgence des titulaires de permis due au prolongement de la durée de vie des réacteurs en place

Les titulaires de permis tiennent à jour des plans de poursuite des activités en cas de perturbations possibles dues à une variété de problèmes définis au préalable. Ces plans seraient mis en œuvre afin d'assurer la sûreté de la centrale et un effectif minimal en cas de perturbation. Tenant compte de l'importance grandissante que prend la planification de la poursuite des activités, le personnel de la CCSN s'est efforcé de présenter pour la première fois dans le rapport 2010 sur les centrales nucléaires des évaluations de cet important domaine dans les cas des titulaires de permis pour lesquels des informations sur le rendement en matière de sûreté du plan de poursuite des activités étaient disponibles.

De façon globale, les titulaires de permis au Canada sont en voie de mettre en œuvre la norme CSA N293-07, *Protection contre l'incendie aux centrales nucléaires CANDU*. Le processus de mise en œuvre comporte les principales tâches suivantes : une vérification du niveau de conformité des installations à l'égard de cette norme (c'est-à-dire une analyse des écarts) et une révision des évaluations des risques d'incendie et des analyses de la capacité d'effectuer un arrêt sûr en cas d'incendie. Ces tâches sont effectuées à l'aide de méthodes modernes qui permettent d'évaluer le niveau de la protection contre l'incendie prenant en compte les connaissances actuelles et les meilleures pratiques du secteur nucléaire. Les connaissances spécifiques requises pour effectuer ces tâches et la complexité de celles-ci ont forcé les titulaires de permis à réviser les échéanciers originaux d'exécution de ces tâches présentés dans leurs MCP respectifs. Cependant, les progrès réalisés jusqu'à maintenant à ce chapitre sont jugés acceptables. Le personnel de la CCSN a continué de surveiller les progrès réalisés relativement à ces vérifications, évaluations et analyses ainsi que l'application de toute recommandation de modification ou de mise à niveau pouvant découler de ces travaux.

1A.11 Gestion des déchets

	Cote de rendement							Moyenne des centrales
	BA	BB	Dar1	PA	PB	G-2	PL	
Gestion des déchets	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Les DSR « Gestion des déchets » couvre les programmes internes relatifs aux déchets qui entrent dans le cadre des activités d'exploitation de l'installation jusqu'à ce que les déchets soient retirés de l'installation et transportés vers une installation distincte de gestion des déchets. Il couvre également la planification en vue du déclassement. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans le DSR « Gestion des déchets » est « Satisfaisant » pour l'année 2010.

Un programme de gestion des déchets radioactifs est en place à toutes les centrales nucléaires. Celui-ci décrit les exigences concernant la réduction au minimum, le triage, la manutention, la surveillance et le traitement des déchets radioactifs. Ce programme exige qu'une évaluation du niveau de risque associé à tous les déchets radioactifs soit effectuée. En fonction de cette évaluation, tous les déchets radioactifs sont évacués conformément aux règlements portant sur les centrales nucléaires et aux procédures internes.

Lors de leurs inspections en 2010, le personnel de la CCSN a décelé des aspects mineurs du programme nécessitant des améliorations, relativement à la réduction au minimum, le triage et la caractérisation des déchets. Cependant, ces lacunes n'avaient pas d'incidence sur l'efficacité globale de ce programme. Les programmes de gestion des déchets dans l'ensemble des centrales nucléaires répondaient en 2010 aux attentes du personnel de la CCSN.

Plan préliminaire de déclassement

Le déclassement réfère aux mesures prises dans l'intérêt de la santé, de la sûreté et de la sécurité et de l'environnement au moment de mettre hors service de façon permanente une installation ou un site autorisé et le rétablir dans un état final pré-déterminé.

Tel que requis par le *Règlement sur les installations nucléaires de catégorie I*, tous les titulaires de permis de réacteur de puissance doivent avoir en place en tout temps un plan préliminaire de déclassement acceptable qui décrit en détails comment le déclassement de l'installation nucléaire sera effectué. Ces programmes doivent être maintenus à jour et révisés à l'intérieur d'un cycle de cinq ans ou à la demande de la Commission ou d'une personne autorisée par celle-ci. Ceci est requis afin de tenir compte de l'expérience d'exploitation (OPEX), des progrès technologiques et des changements au niveau des hypothèses servant à la planification.

Le personnel de la CCSN a observé que les plans préliminaires de déclassement de toutes les centrales nucléaires au Canada sont demeurés valides et à jour en 2010. Tous ces plans ont également été révisés au besoin au cours des cinq dernières années.

1A.12 Sécurité

	Cote de rendement							Moyenne des centrales
	BA	BB	Dar1	PA	PB	G-2	PL	
Sécurité	Réglementé							Réglementé

Le DSR « Sécurité » couvre les programmes que les titulaires de permis doivent mettre en œuvre pour respecter les exigences de sécurité stipulées dans les règlements, dans le permis, dans les ordres, ou dans les énoncés d'attente s'appliquant à l'installation ou à l'activité. Étant donné la nature réglementée de ce DSR, les cotes de rendement de chacune des centrales et la cote moyenne des centrales ne sont pas incluses dans le présent rapport. Cependant, les cotes attribuées au rendement en matière de sûreté dans le domaine « Sécurité » à chacune des centrales sont présentées au tribunal de la Commission dans un document aux commissaires séparé (CMD 11-M46.A).

1A.13 Garanties

	Cote de rendement							Moyenne des centrales
	BA	BB	Dar1	PA	PB	G-2	PL	
Garanties	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Garanties » couvre les programmes nécessaires pour respecter avec succès les obligations découlant de l'accord sur les garanties conclu entre le Canada et l'AIEA. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans le domaine « Garanties » est « Satisfaisant » pour l'année 2010.

Le domaine « Garanties » fait référence à un système d'inspections et diverses vérifications effectuées par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) afin d'évaluer dans quelle mesure les pays se conforment à leurs obligations en vertu de l'accord sur les garanties conclu avec l'AIEA. Le Canada a conclu cet accord en vertu de ses obligations à titre de signataire du *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires* (TNP). L'accord sur les garanties entre le Canada et l'AIEA vise à procurer, sur une base annuelle, au Canada et à la communauté internationale, l'assurance de la part de l'AIEA que toutes les matières nucléaires déclarées sont utilisées de façon pacifique et qu'elle n'a trouvé aucune indication de matières ou d'activités nucléaires non déclarées. La CCSN est l'autorité gouvernementale responsable de l'application de cet accord.

Afin que les exigences en matière de garanties soient respectées aux centrales, la CCSN exige que les titulaires de permis mettent en place un programme et des procédures appropriées pour s'assurer que les mesures de garanties puissent être mises en œuvre efficacement et d'une manière conforme aux obligations du Canada. Ces exigences sont décrites dans la *LSRN* et les documents d'application de la réglementation de la CCSN ainsi que dans les permis et, le cas échéant, les MCP des installations. En ce qui concerne

le DSR « Garanties », le personnel de la CCSN évalue les programmes et procédures des titulaires de permis et leur mise en œuvre afin de déterminer le niveau de conformité aux conditions des permis.

Les observations et les conclusions de l'AIEA sur la situation dans son ensemble au Canada sont présentées au Bureau des gouverneurs de l'AIEA dans un rapport intitulé *Rapport de la mise en œuvre en matière de garanties*. Bien que des rapports provisoires des inspections effectuées par l'AIEA à des installations particulières soient disponibles, l'AIEA n'a toujours pas tiré de conclusions finales sur la situation en matière de garanties aux niveaux national et des installations pour l'année 2010. Cependant, le personnel de la CCSN s'attend à des résultats globaux positifs.

La CCSN a publié en 2010 le document d'application de la réglementation RD-336, *Comptabilisation et déclaration des matières nucléaires*, et un document d'orientation connexe en remplacement du document CCEA-1049/révision 2, *Rapports exigés pour les substances fissionnables et fertiles*. Ce document d'application de la réglementation vise à assurer l'uniformité de la tenue des dossiers et de la préparation des rapports sur les matières nucléaires, requis en vertu des obligations internationales du Canada, et il définit les exigences relatives à une comptabilisation exacte et standardisée des inventaires et des déplacements de matières nucléaires. Des réunions de relations externes ont eu lieu avec les titulaires de permis en août et septembre 2010 afin de discuter de la mise en œuvre et de l'utilisation de ces deux documents. Dans un effort visant à assurer une compréhension et une conformité adéquates au moment de la mise en œuvre le 1^{er} janvier 2011, le personnel de la CCSN a apporté son aide aux titulaires de permis sous forme de consultations au niveau opérationnel.

1A.14 Emballage et transport

	Cote de rendement							Moyenne des centrales
	BA	BB	Dar1	PA	PB	G-2	PL	
Emballage et transport	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Emballage et transport » a trait aux programmes portant sur l'emballage et le transport sûrs des substances nucléaires et des appareils à rayonnement, à destination et en provenance de l'installation autorisée. Cette année marque la première fois que ce DSR est inclus au rapport sur les centrales nucléaires et la stratégie de vérification de la conformité dans ce DSR doit donc être élaborée. Cependant, se fondant sur les connaissances du personnel de la CCSN aux sites, d'observations et d'autres informations relatives à la conformité aux exigences réglementaires, on a déterminé que la cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans le DSR « Emballage et transport » est « Satisfaisant ».

Les substances nucléaires provenant des centrales nucléaires sont transportées à l'aide d'emballages qui répondent aux exigences réglementaires de la CCSN et, dans plusieurs cas, la conception des emballages a été homologuée par la CCSN. Les envois les plus

communs sont ceux de déchets radioactifs sous forme liquide ou solide, d'échantillons contenant des substances nucléaires et d'eau lourde tritiée.

Conformément au *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses (RTMD)*, les titulaires de permis de centrale nucléaire doivent mettre en place des programmes de formation appropriés pour les personnes participant à la manutention, à la préparation d'une demande de transport, et au transport de substances dangereuses et ils doivent émettre un certificat de formation à ces personnes.

Plusieurs titulaires de permis possèdent une flotte de véhicules pour effectuer le transport de colis homologués et maintiennent une liste de transporteurs externes pouvant servir pour l'expédition de substances nucléaires.

En ce qui a trait aux expéditions de substances nucléaires provenant de leurs sites, les titulaires de permis de centrale nucléaire se conforment en tout temps aux exigences du *Règlement sur l'emballage et le transport de substances nucléaires (RETSN)* relativement à l'expédition de telles substances. Ils préparent et conservent des documents démontrant que l'emballage servant au transport de substances nucléaires répond aux exigences du *RETSN*.

Au cours de la période de référence, des événements mineurs en matière de transport ont été rapportés par les titulaires de permis de centrale nucléaire en vertu du *RETSN* et le personnel de la CCSN a trouvé que les mesures correctives prises étaient acceptables.

1B – RENDEMENT DES CENTRALES

La présente section est divisée par centrale, et pour chacune d'elles, on y trouve les cotes attribuées au rendement dans chacun des DSR (à l'exception du DSR « Sécurité », tel que déjà mentionné). Les cotes de rendement reflètent dans quelle mesure, selon le jugement du personnel de la CCSN, les programmes des titulaires de permis répondent aux exigences et attentes réglementaires et contribuent de façon globale à préserver la santé et la sécurité des Canadiens, protéger l'environnement et respecter les obligations internationales du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire.

Les cotes de rendement en matière de sûreté ont été déterminées en suivant une approche en fonction des risques pour intégrer les observations découlant des inspections de type I et de type II, des événements devant être rapportés conformément au document S-99, des examens documentaires ainsi que des progrès réalisés pour répondre aux mesures d'application prises par le personnel de la CCSN.

1B.1 BRUCE-A et BRUCE-B

Le tableau 8 présente les cotes de rendement des centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2010. La cote intégrée de rendement « Satisfaisant » a été attribuée aux centrales Bruce-A et Bruce-B.

Aux fins du présent rapport, les centrales Bruce-A et Bruce-B sont regroupées ensemble puisque l'exploitant, Bruce Power, applique des programmes communs aux deux centrales. La mise en œuvre de ces programmes pouvant varier d'une centrale à l'autre, le rendement des centrales Bruce-A et Bruce-B est évalué séparément.

Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel aux centrales Bruce-A et Bruce-B en 2010. Aucun travailleur et aucun membre du public n'a reçu une dose dépassant les limites réglementaires, et tous les rejets dans l'environnement ont été inférieurs aux limites réglementaires et aux seuils d'intervention de la centrale.

À la lumière de ces observations et d'évaluations du rendement dans les DSR, le personnel de la CCSN conclut que les centrales Bruce-A et Bruce-B ont été exploitées de manière sûre en 2010.

Tableau 8 : Cotes de rendement des centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2010

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement		Moyenne des centrales
	Bruce-A	Bruce-B	
Système de gestion	SA	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA	SA
Rendement en matière d'exploitation	SA	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA	SA
Radioprotection	IA	SA	SA
Santé et sécurité au travail	ES	ES	SA
Protection de l'environnement	SA	SA	SA
Gestion des urgences et protection contre l'incendie	SA	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA	SA
Gestion des déchets*	SA	SA	SA
Sécurité**	Réglementé	Réglementé	Réglementé
Garanties**	SA	SA	SA
Emballage et transport*	SA	SA	SA

* Les domaines « Gestion des déchets » et « Emballage et transport » n'ont pas été tenus en compte pour déterminer les cotes intégrées de rendement parce que les permis des centrales nucléaires ne reflètent pas tous le nouveau contenu incorporant un manuel des conditions du permis faisant référence à la nouvelle structure des DSR.

** Les domaines « Sécurité » et « Garanties » n'ont également pas été tenus en compte pour déterminer les cotes intégrées de rendement, reconnaissant que ces domaines couvrent des éléments importants du mandat de la CCSN qui complètent, mais ne sont pas liés à la préservation de la santé et de la sécurité des personnes et à la protection de l'environnement.

1B.1.1 Système de gestion

Le domaine « Système de gestion » aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait aux exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement et la cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans ce DSR pour l'année 2010.

Les permis d'exploitation des centrales Bruce-A et Bruce-B contiennent une condition exigeant de se conformer à la norme CSA N286-05, *Exigences relatives aux systèmes de gestion des centrales nucléaires*. Le personnel de la CCSN a surveillé les activités de Bruce Power en regard de la dernière mise à jour de la norme. Le rendement de Bruce Power en matière de gestion a été conforme aux exigences de la norme CSA N286-05 tout au long de l'année 2010. Les évaluations effectuées par la CCSN n'ont révélé aucune lacune dans les modifications apportées aux documents décrivant le système de gestion.

1B.1.2 Gestion du rendement humain

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Gestion du rendement humain » aux centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2010.

Le personnel de la CCSN juge que le personnel des centrales Bruce-A et Bruce-B est en nombre suffisant dans chaque domaine d'emploi pertinent, qu'il possède les connaissances et compétences requises et qu'il a accès aux procédures et outils nécessaires pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire. Les inspections effectuées en 2010 des programmes de formation, d'examen et d'accréditation n'ont révélé aucun problème d'importance.

La Commission a prescrit dans les permis de Bruce Power, sous forme de tableaux, l'effectif minimal par quart requis pour assurer l'exploitation sûre des centrales et une capacité adéquate d'intervention en cas d'urgence.

Bruce Power effectue présentement à une analyse visant à déterminer si l'effectif minimal par quart, nombres et qualifications, est adéquat en fonction des attentes de la CCSN stipulées dans les documents d'orientation G-323, *Assurer la présence d'un nombre suffisant d'employés qualifiés aux installations nucléaires de catégorie I – Effectif minimal*, et G-278, *Plan de vérification et validation des facteurs humains*. Le personnel de la CCSN fait un suivi des progrès réalisés à ce chapitre et si Bruce Power désire proposer une révision de ces niveaux de dotation, elle devra demander au tribunal de la Commission d'approuver une modification de son permis d'exploitation de réacteur de puissance.

En 2010, le taux de réussite aux examens d'accréditation était 97 % à la centrale Bruce-A tandis qu'il était 94 % dans le cas de la centrale Bruce-B. Le taux global de réussite des candidats de Bruce Power aux tests de requalification était 100 %.

1B.1.3 Rendement en matière d'exploitation

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Rendement en matière d'exploitation » aux centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2010.

Ces centrales ont été exploitées de manière sûre en 2010 et tous les domaines spécifiques de ce DSR ont contribué de façon adéquate à ce rendement. Les inspections de la conduite des activités effectuées par le personnel de la CCSN en 2010 ont révélé que le titulaire de permis se conformait bien aux exigences de la CCSN ainsi qu'à leurs procédures et documents directeurs. Les titulaires de permis ont également répondu aux attentes de la CCSN aux chapitres de la gestion et de la sûreté des arrêts et de la qualité des procédures.

Un arrêt d'urgence, un RRP et cinq BCP ont eu lieu à la centrale Bruce-A en 2010. À la centrale Bruce-B, un arrêt d'urgence, trois RRP et une BCP ont eu lieu. Plusieurs des transitoires imprévus survenus en 2010 étaient des BCP, celles-ci n'ayant pas une incidence importante sur l'exploitation des centrales. De plus, les RRP et les BCP ont été

contrôlés adéquatement et les baisses de puissances ont été enclenchées automatiquement par le système de régulation du réacteur. Le personnel de la CCSN a vérifié que lors de tous les événements, le personnel de Bruce Power avait suivi les procédures approuvées, fait enquête sur les raisons des perturbations s'étant produites aux centrales ou les avait évaluées et avait pris des mesures correctives appropriées.

En 2010, six arrêts imprévus ont eu lieu à la centrale Bruce-A tandis qu'on en a dénombré deux à la centrale Bruce-B. Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel à ces deux centrales.

Un arrêt planifié a eu lieu à la centrale Bruce-A, celui de la tranche 3, et deux ont eu lieu à la centrale Bruce-B, ceux des tranches 5 et 6. Bruce Power a complété ces arrêts avec succès. Le personnel de la CCSN a vérifié que des mesures adéquates avaient été prises pour assurer la sûreté des réacteurs et l'achèvement des travaux prévus ainsi que des travaux nécessaires à cause de la découverte de lacunes ou parce qu'ils faisaient l'objet d'un engagement auprès de l'organisme de réglementation. Sauf dans le cas de la fuite de tritium à la tranche 6 de la centrale Bruce-B (voir le paragraphe suivant), Bruce Power a réussi globalement à maintenir les doses dues aux arrêts au niveau ou en deçà des objectifs du principe ALARA.

Le 31 mai 2010, la tranche 6 de la centrale Bruce-B était à l'arrêt à des fins d'entretien. Lors de manœuvres sur des vannes en préparation à l'installation d'un bouchon de glace sur le système d'arrêt par injection de poison liquide, un lien a été établi par inadvertance entre le système modérateur et l'échappement du système de ventilation radioactif, par l'intermédiaire d'une ligne d'évent. Un rejet de tritium à l'extérieur de l'enveloppe de confinement a entraîné à 19 travailleurs des doses au-delà du seuil d'intervention de 2 mSv dans le cas d'absorption de tritium. Aucune dose n'a dépassé les limites de dose réglementaires. Les aspects radiologiques de cet événement sont couverts à la section 1B.1.7 intitulée « Radioprotection ».

Le personnel de la CCSN a effectué en juin 2010 une inspection circonscrite portant sur cet événement. Il a jugé que Bruce Power avait démontré de la rigueur en réponse à celui-ci, ayant effectué trois analyses des causes fondamentales, dont :

- une visant à déterminer comment le déversement de modérateur s'est produit
- une autre portant sur la radioprotection afin de déterminer pourquoi les conséquences radiologiques ont été aussi importantes et comment il aurait pu être possible de prévenir ou atténuer les doses aux travailleurs
- une dernière portant sur les communications afin de déterminer comment améliorer la communication avec les travailleurs après de tels événements

L'analyse des causes fondamentales effectuée par Bruce Power et portant sur la radioprotection a permis de cerner un certain nombre de causes principales et le personnel de la CCSN conclut que Bruce Power a pris des mesures correctives

appropriées pour éliminer ces causes et ainsi diminuer la probabilité d'événements similaires. Ces mesures comprenaient des améliorations au programme de radioprotection, des changements aux procédures des opérateurs afin de mieux les conscientiser et des changements aux protocoles utilisés pour déterminer quand donner l'alerte. La principale mesure prise est l'installation de moniteurs de tritium avec dispositif d'alarme. Ces nouveaux moniteurs ont démontré leur efficacité, ayant déjà permis d'avertir le personnel de la centrale de la présence d'une concentration élevée de tritium suite au mauvais fonctionnement de l'équipement. Parce que l'événement relatif au déversement de modérateur était de nature opérationnelle, c'est-à-dire qu'il était dû à l'établissement d'un circuit d'écoulement incorrect, son importance en matière de sûreté de n'a pas été tenue en compte pour déterminer la cote de rendement dans le DSR « Radioprotection » à la centrale Bruce-B.

1B.1.4 Analyse de la sûreté

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Analyse de la sûreté » aux centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2010.

Bruce Power a soumis en 2010 son projet pour se conformer au document d'application de la réglementation S-294, *Étude probabiliste de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires*, et celui-ci a été examiné par le personnel de la CCSN. Les activités complétées jusqu'à maintenant sont satisfaisantes et preuves d'un progrès important. Des progrès adéquats ont également été réalisés relativement à des activités portant sur un certains nombre de programmes ou sujets en matière d'analyse de la sûreté : le programme d'amélioration des analyses de la sûreté, les limites d'exploitation sûre et l'incidence du vieillissement des centrales sur l'analyse de la sûreté.

1B.1.5 Conception matérielle

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Conception matérielle » aux centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2010.

Bruce Power a soumis en 2010 les documents décrivant la transition vers l'application de la norme CSA N285.0-08, *Exigences générales relatives aux systèmes et aux composants sous pression des centrales nucléaires CANDU*, et comment toutes les exigences concernant les enveloppes sous pression sont respectées. Le personnel de la CCSN examine présentement ces documents. Ceux-ci feront partie de la documentation du système de gestion de Bruce Power. Le personnel de la CCSN poursuit également son examen du programme de gestion du vieillissement du CCP de Bruce Power, programme qui est fondée une nouvelle méthode. L'examen de l'information soumise par le personnel de la CCSN n'a pas révélé de problèmes d'importance.

Le programme global de référence en matière de gestion de la configuration a été mis en œuvre aux deux centrales. Le succès de ce programme dépend d'autres processus avec lesquels il a des liens, dont celui du contrôle des modifications techniques et celui de la gestion du vieillissement.

Suivant les dispositions de ses MCP, Bruce Power a soumis un plan de transition pour effectuer à nouveau la vérification de la conformité à la norme de protection contre l'incendie, l'évaluation des risques d'incendie et l'analyse de la capacité d'effectuer un arrêt sûr du réacteur en cas d'incendie afin de se conformer aux exigences de la norme CSA N293-07, *Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires*, l'échéance pour cette transition étant décembre 2011.

Le programme de qualification environnementale (QE) est mis en œuvre de manière exhaustive aux centrales Bruce-A et Bruce-B et il permettra de s'assurer que tous les systèmes, pièces d'équipement, composants et barrières sont aptes à remplir leurs fonctions de sûreté. Un tel programme sera également mis en œuvre de façon intégrale avant le redémarrage des tranches 1 et 2 en 2011. Dans le cadre du programme de conformité présentement en cours, il est prévu d'effectuer une inspection du programme de QE à la centrale Bruce-A en 2011 afin de vérifier s'il est possible de maintenir les exigences actuelles.

1B.1.6 Aptitude fonctionnelle

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » aux centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2010.

L'aptitude fonctionnelle couvre les programmes ayant une incidence sur les conditions physiques des systèmes, structures et composants de la centrale. Les paragraphes qui suivent donnent des renseignements additionnels sur chaque programme.

Dans les rapports de 2008 et 2009, le personnel de la CCSN a soulevé des inquiétudes quant aux retards importants accumulés au chapitre de l'entretien correctif. Depuis, Bruce Power a assigné des ressources additionnelles et a porté une attention accrue à ses activités d'entretien de sorte que ces retards ont diminué et qu'ils répondaient en 2010 aux objectifs internes des centrales. Bien que Bruce Power continue d'accorder une attention particulière à ce sujet, le personnel de la CCSN a conclu, suite aux inspections du programme d'entretien effectuées en 2010, que Bruce Power a amélioré l'exécution globale de leurs travaux d'entretien et répondait aux exigences du document d'application de la réglementation S-210, *Programmes d'entretien des centrales nucléaires*. En 2010, Bruce Power a réduit de moitié les retards accumulés au chapitre de l'entretien correctif aux deux centrales. Le personnel de la CCSN continuera de porter une attention particulière à cette question jusqu'à ce que Bruce Power atteigne un nombre de retards accumulés qui se compare à celui des meilleures pratiques du secteur nucléaire.

Les exigences que le programme de fiabilité de Bruce Power doit respecter sont prescrites dans le document d'application de la réglementation S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires*.

Conformément aux dispositions de ses MCP, Bruce Power a soumis les résultats d'une évaluation des écarts aux centrales Bruce-A et Bruce-B et s'est engagée à fournir l'échéancier et le plan officiels pour se conformer au document S-294, le tout s'intégrant

au plan d'action sur l'évaluation des risques. Entre-temps, Bruce Power continue de se fier à ses évaluations des risques présentement disponibles. Le personnel de la CCSN estime que les mesures de Bruce Power en 2010 répondaient aux exigences.

Aucun problème d'importance n'a été décelé relativement à la détérioration des enveloppes sous pression pendant les campagnes d'inspections menées en 2010. Cependant, lors de l'essai trimestriel effectué en février 2010, le personnel de la CCSN a observé que le taux de fuite de la structure de l'enveloppe de confinement de la centrale Bruce-A était supérieur à la limite d'exploitation, mais inférieur à la limite de sûreté. Une campagne de colmatage des fuites a été lancée par Bruce Power et ces réparations seront exécutées conformément au processus de gestion des travaux. Le personnel de la CCSN fera le suivi des progrès réalisés à ce chapitre.

En septembre 2010, Bruce Power a soumis à la CCSN une demande d'approbation pour reporter de 2010 à 2012 l'arrêt prévu à des fins d'inspection de l'enveloppe de confinement à la centrale Bruce-B. Il était évident à ce moment-là que Bruce Power ne pourrait pas effectuer un essai de pressurisation du bâtiment sous vide avant la fin de 2010. Reconnaisant l'importance de la situation, le personnel de la CCSN a évalué cette demande et fourni ses commentaires à Bruce Power. Celle-ci s'est engagée à effectuer un essai de pressurisation du bâtiment sous vide afin d'en déterminer le taux de fuite au plus tard en décembre 2012.

Les inspections périodiques aux centrales Bruce-A et Bruce-B ont été effectuées conformément au PIP en vigueur à la centrale et aux exigences des normes CSA N285.4 et N285.5. Bruce Power a mis à jour les documents du PIP relatifs aux structures et composants des centrales afin de répondre aux exigences des nouvelles versions des normes CSA N285.4-05, N285.5-08 et N287.7-08.

Le personnel de la CCSN a examiné la dernière version du document du PIP visant à se conformer à la norme N285.4-05. Bruce Power a répondu à la demande subséquente d'information additionnelle reçue du personnel de la CCSN et celui-ci l'examine présentement. Le personnel de la CCSN a accepté les PIP portant sur les tuyaux d'alimentation et les canaux de combustible et il en tient à peu de choses pour que ceux portant sur les générateurs de vapeur et sur les éléments généraux du programme global soient acceptables.

Bruce Power a soumis en 2010 les documents du PIP révisés en fonction de la norme CSA 287.7. Ces documents couvraient le programme de gestion du vieillissement des structures en béton de l'enveloppe de confinement ainsi que l'approche commune du secteur nucléaire pour l'application de la méthode fondée sur le rendement servant à déterminer l'intervalle de temps entre les essais du bâtiment sous vide. Le personnel de la CCSN effectue présentement une évaluation du programme de Bruce Power relatif à la gestion du vieillissement des structures de confinement en béton.

Dans le cas des systèmes qualifiés pour résister aux contraintes engendrées par des séismes, Bruce Power a fourni toute l'information demandée concernant les matériaux et

les composants entrant dans la composition des structures en béton de l'enveloppe de confinement. Le personnel de la CCSN a examiné cette information et conclu qu'elle répondait aux exigences de la norme CSA N287.7.

1B.1.7 Radioprotection

Les cotes « Inférieur aux attentes » et « Satisfaisant » ont été attribuées au rendement dans le DSR « Radioprotection » aux centrales Bruce-A et Bruce-B respectivement, pour l'année 2010.

Au cours de travaux de réfection dans la voûte de la tranche 1 à la centrale Bruce-A en novembre 2009, des personnes ont reçu une dose de rayonnement due la présence imprévue de contamination alpha. On a déterminé que la proportion relativement grande de la contamination alpha par rapport à la contamination bêta était grandement supérieure aux valeurs normalement associées à une tranche en exploitation. On a donc conclu que l'hypothèse selon laquelle se protéger contre la contamination bêta est suffisant pour se protéger contre la contamination alpha n'est pas valable dans tous les cas.

Dans le cadre du programme de conformité et surveillance de la CCSN, son personnel a effectué des inspections de suivi relatives à l'événement mettant en cause de la contamination alpha à la centrale Bruce-A. En février 2010, le personnel de la CCSN a effectué une première inspection réactive. À la lumière des renseignements recueillis lors d'une inspection effectuée en mai 2010, le personnel de la CCSN a conclu que Bruce Power avait pris des mesures correctives appropriées et qu'elle fait un suivi assidu de cette question.

En vertu du paragraphe 12(2) du *RGSRN*, une personne autorisée par la CCSN a demandé à tous les titulaires de permis de centrale nucléaire d'évaluer et de mettre en œuvre immédiatement des mesures compensatoires pour protéger les travailleurs des risques associés à la contamination alpha. Tous ces titulaires de permis ont pris des mesures adéquates en réponse à cette demande.

À la suite de la découverte de contamination alpha sur le site du projet de réfection de la centrale Bruce-A, Bruce Power a immédiatement apporté des améliorations à son programme de radioprotection. Elle a également entrepris un examen de l'ampleur du problème afin de déterminer si des absorptions avaient eu lieu aux tranches en exploitation dans le passé. Cet examen est toujours en cours et, jusqu'à maintenant, le titulaire de permis n'a rapporté aucun problème d'importance.

Un déversement d'eau du modérateur s'est produit lors de l'arrêt planifié de la tranche 6 à la centrale Bruce-B, entraînant une concentration élevée de tritium dans la centrale. Le déversement s'est produit suite à une fausse manœuvre au cours de travaux d'entretien non routiniers du système modérateur. La procédure utilisée pour installer un bouchon de glace temporaire dans le but d'isoler un tuyau ne tenait pas compte de la configuration du système modérateur à ce moment-là. À la suite de cet événement, une fuite d'eau du modérateur s'est produite. Près de 200 personnes étaient présentes à la centrale au

moment de l'événement et on leur a demandé de soumettre des échantillons à des fins d'essais biologiques. Bien qu'aucune de ces personnes n'ait reçu une dose supérieure aux limites réglementaires, 19 travailleurs ont reçu une dose qui dépassait le seuil d'intervention dans le cas d'absorption de tritium, c'est-à-dire 2 mSv.

En réponse à cette situation, le personnel de la centrale Bruce-B a entrepris une analyse indépendante des causes fondamentales afin de déterminer les raisons pour lesquelles cet événement avait entraîné de telles conséquences radiologiques pour des membres du personnel qui ne participaient pas aux travaux et si des lacunes existent au niveau des programmes ou de l'organisation. Les principales mesures prises par Bruce Power sont l'installation de moniteurs de tritium avec dispositif d'alarme et une modification du programme de radioprotection afin qu'une évacuation soit déclenchée plus tôt lorsqu'un soupçonne la présence de tritium. Le personnel de la CCSN a immédiatement effectué une inspection circonscrite et trouvé que les mesures prises par Bruce Power en réponse à cet événement étaient exhaustives et adéquates. Les nouveaux moniteurs ont démontré leur efficacité, ayant déjà permis d'avertir le personnel de la centrale de la présence d'une concentration élevée de tritium suite au mauvais fonctionnement de l'équipement.

Tel qu'indiqué à la section 1B.1.3, l'importance en matière de sûreté du déversement d'une quantité d'eau du modérateur a été tenue en compte au moment de déterminer la cote de rendement du domaine « Rendement en matière d'exploitation ».

Les données sur les doses reçues aux centrales Bruce-A et Bruce-B en 2010 se trouvent à l'annexe F.

1B.1.8 Santé et sécurité au travail

La cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Santé et sécurité au travail » aux centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2010.

En 2010, les centrales nucléaires Bruce-A et Bruce-B étaient toutes deux conformes aux articles pertinents de la *Loi sur la santé et la sécurité au travail* de l'Ontario et de ses règlements. La tenue de lieux et la gestion des dangers à ces deux centrales répondaient aux exigences de la CCSN en 2010. Lors de ses inspections, le personnel de la CCSN n'a décelé que des non-conformités mineures qui, dans tous les cas, ont été corrigées immédiatement après avoir été signalées au titulaire de permis.

Le taux de gravité des accidents (voir la définition à la section 1A.8) rapporté pour les centrales Bruce-A et Bruce-B était de 0,12, celui-ci demeurant très faible en comparaison aux autres secteurs industriels.

Bruce Power a cumulé en 2010 environ 23 millions d'heures sans accident entraînant une perte de temps avant qu'un tel accident ne se produise au cours du dernier trimestre de l'année. Plus de 10 millions d'heures sans accident entraînant une perte de temps ont été cumulées en rapport au projet de réfection de la centrale Bruce-A en 2010. Par ailleurs, Bruce Power a reçu en 2010 le prix d'excellence de l'industrie de la construction décerné

par le Construction Users Roundtable pour le rendement en matière de sécurité de son projet de réfection.

1B.1.9 Protection de l'environnement

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Protection de l'environnement » aux centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2010.

Les valeurs révisées des LOD de Bruce Power sont fondées sur de nouveaux calculs de doses, des paramètres pertinents et un modèle mis à jour. Les LOD correspondent à des émissions à l'environnement qui n'entraîneront pas des doses annuelles au public plus grandes que la limite réglementaire de 1 000 μSv .

En 2010, on a rapporté une dose au public de 2,9 μSv due aux centrales Bruce-A et Bruce-B, ceci étant beaucoup moindre que la limite de dose pour le public qui est de 1 000 μSv . Ces résultats reflètent la tendance qui prévaut depuis le début de l'exploitation de ces centrales, soit que la dose actuelle au public est une petite fraction de la dose limite pour le public. De plus, à ces deux centrales, les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides étaient également inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement.

Le personnel de la CCSN a effectué des inspections afin de vérifier la conformité aux exigences réglementaires stipulées dans les PERP de Bruce Power et déterminé que son personnel se conformait aux procédures internes relatives au programme de surveillance radiologique de l'environnement.

Environnement Canada a intenté des poursuites suite à six événements qui sont survenus aux centrales Bruce-A et Bruce-B au cours de la période 2008 à 2010. Le ministère de l'Environnement de l'Ontario avait auparavant déterminé que ces événements ne justifiaient pas d'imposer des amendes. Le personnel de la CCSN a également examiné les événements et déterminer que d'une perspective de sûreté nucléaire, les problèmes en cause ne présentait un risque important. Cependant, la CCSN fait le suivi de la mise en œuvre des mesures correctives. Les poursuites sont toujours devant les tribunaux.

1B.1.10 Gestion des urgences et protection contre l'incendie

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement de Bruce Power dans le DSR « Gestion des urgences et protection contre l'incendie » pour l'année 2010.

Globalement, Bruce Power a continué d'apporter des améliorations dans les domaines qui ont fait l'objet d'inspections relatives à la protection contre l'incendie. Le personnel de Bruce Power a répondu aux problèmes soulevés et a pris les mesures requises dans des délais raisonnables.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection afin de vérifier le caractère adéquat du plan d'intervention en cas d'urgence liée au transport. L'évaluation du programme de préparation aux situations d'urgence visait à déterminer s'il était conforme au plan d'intervention de Bruce Power en cas d'urgence liée au transport de matières radioactives ainsi qu'aux critères dans les sections pertinentes du document d'application de la réglementation RD-353, *Mise à l'épreuve des mesures d'urgence*. Il n'a pas été nécessaire d'émettre une directive ou un avis d'action suite à cette inspection.

Le personnel de la CCSN a également effectué une inspection de l'exercice mené pour vérifier que le plan global d'intervention en cas d'urgence de Bruce Power est adéquat et qu'il répond aux critères des sections pertinentes du document d'application de la réglementation de la CCSN RD-353. Certaines lacunes mineures ont été décelées et Bruce Power est en voie de les corriger.

Bruce Power a décidé de réduire son inventaire de combustible neuf au site afin de diminuer la quantité de matière combustible aux nouvelles aires de stockage du combustible neuf des centrales Bruce-A et Bruce-B. D'autres améliorations ont également été apportées en ce qui trait aux matériaux combustibles en transit et à la quantité de matières combustibles présente au site. Bruce Power poursuit également l'application du processus de transition de l'ancienne norme CSA N293-95, *Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires CANDU* à la nouvelle norme N293-07 et doit effectuer à nouveau, d'ici décembre 2011 et conformément à cette dernière norme, une vérification de la conformité à la norme de protection contre l'incendie, une évaluation des risques d'incendie et une analyse de la capacité d'effectuer un arrêt sûr du réacteur en cas d'incendie. Le personnel de la CCSN est satisfait des progrès réalisés jusqu'à maintenant à ce chapitre.

Il y avait possibilité de perturbations du travail aux centrales de Bruce Power au cours de la période de référence. En juin 2010, la section locale 1059 de l'International Union of North America pouvait déclencher légalement une grève. Bruce Power a surveillé la situation et avait élaboré des plans d'urgence afin de s'assurer que les équipes de quart pourraient avoir accès au site de Bruce de sorte à pouvoir maintenir l'effectif minimal par quart en tout temps. Il n'y pas eu de perturbations et une entente contractuelle a éventuellement été conclue.

1B.1.11 Gestion des déchets

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Gestion des déchets » pour l'année 2010.

Bruce Power a en place un programme de gestion des déchets radioactifs qui décrit les exigences relatives à la réduction au minimum, le triage, la manutention, la surveillance et le traitement des déchets radioactifs. Ce programme exige une évaluation du niveau de risque associé à tous les déchets radioactifs. Tous les déchets radioactifs sont évacués en fonction de cette évaluation et conformément aux règlements et aux procédures internes de Bruce Power.

Lors de leurs inspections en 2010, le personnel de la CCSN a décelé des aspects mineurs du programme nécessitant des améliorations, relativement à la réduction au minimum, le triage, et la caractérisation des déchets. Cependant, ces lacunes n'avaient pas d'incidence sur l'efficacité globale de ce programme.

1B.1.12 Sécurité

La cote de rendement dans ce DSR est présentée au tribunal de la Commission dans un document aux commissaires séparé (CMD 11-M46.A)

1B.1.13 Garanties

Le rendement dans le DSR « Garanties » aux centrales Bruce-A et Bruce-B répondait aux exigences de la CCSN et aux objectifs fixés pour l'année 2010 et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée aux deux centrales.

Il n'y a eu aucun changement du rendement à ces centrales. Bruce Power a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions de ses permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du TNP.

L'AIEA n'a pas arrêté son choix sur la centrale Bruce-A pour effectuer une vérification du stock physique en 2010. Faute d'une telle vérification, la CCSN a effectué une évaluation du programme de prise d'inventaire physique afin de fournir à l'AIEA l'assurance que le niveau de préparation de l'installation aurait été adéquat si elle avait été choisie pour une vérification du stock physique. La CCSN a conclu que le titulaire de permis répondait à ses attentes.

Du 7 au 15 juillet 2010, l'AIEA a effectué à la centrale Bruce-B une vérification du stock physique afin de s'assurer qu'aucun contournement de matières radioactives n'avait eu lieu, de déceler toute tentative d'altération du système de confinement et de surveillance mis en place par l'AIEA et de confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et l'exploitant de la centrale. L'inspection a été effectuée en présence de membres du personnel de la CCSN qui ont examiné l'aide apportée aux inspecteurs de l'AIEA par le personnel de la centrale, incluant les guides et l'équipement fournis, la disponibilité de l'information relative à la comptabilisation et aux documents à l'appui et la conformité de la centrale aux conditions du permis en matière de garanties se rapportant à l'inspection. Le personnel de la CCSN a également examiné la conformité de l'AIEA à ses droits et obligations relatifs à l'inspection. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

1B.1.14 Emballage et transport

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Emballage et transport » aux centrales Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2010.

À la suite des activités de surveillance au site et aux examens des rapports soumis conformément à la norme S-99, le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problème dans ce DSR. Les renseignements disponibles démontrent que le programme « Emballage et transport » de Bruce Power répond aux exigences et attentes de la CCSN aux centrales Bruce-A et Bruce-B.

1B.2 DARLINGTON

Le tableau 9 présente les cotes de rendement de la centrale Darlington pour l'année 2010. Les cotes « Satisfaisant » ou « Entièrement satisfaisant » ont été attribuées au rendement dans les différents DSR. La cote intégrée de rendement « Satisfaisant » a été attribuée à la centrale Darlington.

Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel à la centrale Darlington en 2010. Aucun travailleur et aucun membre du public n'a reçu une dose dépassant les limites réglementaires, et tous les rejets dans l'environnement ont été inférieurs aux limites réglementaires et aux seuils d'intervention de la centrale.

À la lumière d'observations sur le rendement dans les DSR et d'évaluations de celui-ci, le personnel de la CCSN conclut que la centrale Darlington a été exploitée de manière sûre en 2010.

OPG s'est également conformée aux conditions du permis ayant trait aux obligations internationales du Canada en matière de garanties.

Tableau 9 : Cotes de rendement de la centrale Darlington pour l'année 2010

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement	Moyenne des centrales
Système de gestion	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA
Rendement en matière d'exploitation	ES	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	ES	SA
Radioprotection	ES	SA
Santé et sécurité au travail	ES	SA
Protection de l'environnement	SA	SA
Gestion des urgences et protection contre l'incendie	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	ES	SA
Gestion des déchets*	SA	SA
Sécurité*	Réglementé	Réglementé
Garanties*	SA	SA
Emballage et transport*	SA	SA

* Les domaines « Gestion des déchets », « Sécurité », « Garanties » et « Emballage et transport » n'ont pas été tenus en compte pour déterminer la cote intégrée de rendement.

1B.2.1 Système de gestion

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Système de gestion » à la centrale Darlington pour l'année 2010.

Afin d'assurer l'exploitation sûre de ses trois centrales nucléaires, Darlington, Pickering-A et Pickering-B, OPG a élaboré et mis en œuvre un système de gestion conformément à la norme CSA N286-05. Les documents décrivant la mise en œuvre du système de gestion sont les mêmes pour les trois centrales nucléaires.

Le permis d'exploitation de la centrale Darlington exigeait la mise en œuvre en 2010 d'un programme d'AQ conforme à la série de normes CSA N286 (N286.0 à N286.6). La mise en œuvre d'un système de gestion conforme à la norme CSA N286-05 est axée sur la gestion de tous les systèmes, pièces d'équipement et activités, et non seulement ceux liés à la sûreté.

En 2010, le document décrivant le programme global d'assurance de la qualité (AQ) N-CHAR-AS-0002 R012, *Les attentes du chef de l'exploitation nucléaire*, a été révisé pour devenir le document N-CHAR-AS-0002-R13, *Le système de gestion du nucléaire*. Le personnel de la CCSN a conclu que ce document d'OPG contient l'information nécessaire pour démontrer que cette dernière a établi et documenté un système de gestion. Ce document d'OPG, en combinaison avec des documents de gouvernance de plus bas niveau, comme des instructions et des procédures, répond aux exigences de la norme N286-05. Allant au delà des exigences du cycle normal de révision des documents au niveau des programmes, OPG va s'assurer que les exigences de la norme N286-05 seront incorporées aux documents de plus haut niveau de la charte N-CHAR-AS-0002 et aux documents N-PROG couvrant des programmes connexes. OPG a soumis une autre révision (R14) de ce document et le personnel de la CCSN l'a acceptée. Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de lacunes des documents décrivant le système de gestion qui pourraient entraîner des conditions dangereuses d'exploitation à la centrale Darlington.

OPG a continué d'améliorer sa capacité à effectuer des autoévaluations de la culture de sûreté, optant d'élaborer ses propres méthodes plutôt que de se fier à des entrepreneurs externes. La CCSN continue de faire le suivi des améliorations apportées et de travailler en consultation avec l'équipe d'OPG.

Globalement, le système de gestion en place à la centrale Darlington intègre des dispositions pour répondre aux exigences réglementaires et autres de sorte à permettre au titulaire de permis d'atteindre ses objectifs en matière de sûreté, de surveiller en continu son rendement à l'égard de ces objectifs et de promouvoir une culture de sûreté positive.

1B.2.2 Gestion du rendement humain

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Gestion du rendement humain » à la centrale Darlington pour l'année 2010.

En 2010, le taux de réussite global aux examens d'accréditation était 100 % à la centrale Darlington. Le taux de réussite aux tests de requalification était 95 %.

Des efforts sont présentement en cours à la centrale Darlington afin de distribuer les travaux de sorte que les activités d'entretien régulier soient effectuées pendant les quarts de jour. L'expérience d'exploitation de l'ensemble des centrales nucléaires indique qu'un programme d'entretien prévoyant que les travaux seront effectués de jour peut comporter certains avantages, mais les conséquences possibles d'un tel programme devront être analysées avec prudence par le personnel de la CCSN avant qu'il ne soit mis en œuvre.

Un projet est également en cours à la centrale Darlington afin de comparer l'effectif minimal par quart actuel, nombres et qualifications, aux attentes de la CCSN stipulées dans les documents d'orientation G-323, *Assurer la présence d'un nombre suffisant d'employés qualifiés aux installations nucléaires de catégorie I – Effectif minimal*, et G-278, *Plan de vérification et validation des facteurs humains*.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II du processus en place pour s'assurer que les exigences relatives à l'effectif minimal sont respectées à chaque quart et il a trouvé qu'il était adéquat. De plus, un examen de la section des rapports trimestriels sur l'exploitation soumis conformément au document S-99 a permis de confirmer que le titulaire de permis se conforme aux exigences relatives au rendement de l'équipe minimal de personnes accréditées par quart.

1B.2.3 Rendement en matière d'exploitation

La cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Rendement en matière d'exploitation » à la centrale Darlington pour l'année 2010.

Tout au long de l'année, le personnel de la CCSN a effectué plusieurs inspections, incluant des inspections en chantier et en salle de commande. Les activités à la centrale Darlington ont été exécutées de façon à s'assurer que l'exploitation de la centrale est sûre et sécuritaire et qu'une attention appropriée est accordée à la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, au maintien de la sécurité nationale, à la protection de l'environnement et au respect des obligations internationales.

Aucun problème d'importance en matière d'exploitation n'a été décelé. Le niveau de conformité dans ce domaine continue d'être élevé à la centrale Darlington.

Le personnel de la CCSN a effectué en 2010 une inspection ciblée relativement à un événement survenu à la tranche 4 au cours duquel une barre de compensation est sortie du cœur de manière intempestive. Les mesures prises par le personnel d'OPG en salle de

commande en réponse à cet événement étaient conformes aux procédures et la puissance de la tranche a été abaissée. OPG a découvert que, tel que conçu, le module de la logique de commande de l'assemblage de cette barre a déclenché le retrait de la barre de compensation suite à la perte de l'alimentation électrique correspondante. On a de plus découvert que les blocs d'alimentation électrique des tranches 3 et 4 étaient moins fiables que ceux des tranches 1 et 2. Afin d'atténuer les risques, OPG a pris des mesures préliminaires consistant à remplacer les blocs d'alimentation actuels par d'autres plus fiables. OPG est présentement à la recherche de mesures d'atténuation à long terme afin de réduire la probabilité de répétition d'un tel événement ou de l'éviter.

Tel que mentionné dans le PERP, les activités d'exploitation à la centrale Darlington sont encadrées par le document du titulaire de permis NK38-OPP-03600, *Lignes de conduite pour l'exploitation*. Ce document dicte la façon d'exploiter la centrale, d'en assurer l'entretien et de modifier ses systèmes afin d'optimiser la sûreté nucléaire et réduire les risques qui en découlent pour le public à un niveau assez faible pour être acceptables. Il définit les limites d'exploitation sûre pertinentes. En 2010, la centrale Darlington a continué d'être exploitée en respectant ces limites d'exploitation. Les quatre réacteurs ont fonctionné à une puissance inférieure aux limites de puissance du réacteur prescrites dans le permis d'exploitation de la centrale Darlington et le personnel de l'installation a soumis des rapports périodiques et non périodiques conformément aux exigences du document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires*.

Deux arrêts prévus à des fins d'entretien ainsi que deux arrêts imprévus ont eu lieu. La gestion des arrêts à la centrale Darlington est conforme aux conditions du permis d'exploitation de la centrale et toutes les activités entreprises dans le cadre des arrêts ont été complétées de manière sûre et sécuritaire. En 2009, la CCSN a conféré au titulaire de permis de la centrale Darlington le droit, moyennant le respect de certaines conditions, d'approuver les redémarrages, cela afin d'éliminer la possibilité de délais administratifs. En 2010, après avoir complété deux arrêts prévus de tranche et un arrêt de toutes les centrales selon les termes de cette entente, le titulaire de permis de la centrale s'était conformé aux conditions de celle-ci et pourra continuer à profiter de ce droit.

Un arrêt d'urgence et une BCP ont eu lieu à la centrale Darlington en 2010, mais aucun RRP n'a été enregistré.

Le COG est le principal intermédiaire externe d'OPG pour obtenir ou soumettre de l'information au sujet de l'OPEX. Une fois que l'information lui parvient, le personnel d'OPG l'évalue afin d'en déterminer l'importance et la pertinence pour l'exploitation de ses centrales et des mesures sont prises au besoin. L'information et les évaluations demeurent disponibles pour le personnel d'OPG qui peut s'en servir pour planifier et effectuer des tâches. Des bases de données sont en place aux centrales d'OPG pour recueillir l'information relative aux problèmes cernés. L'information dans ces bases de données fait l'objet de rapports et sert de façon régulière à dégager des tendances.

La collecte d'informations sur l'OPEX interne à la centrale Darlington est intégrée au processus de repérage des problèmes. Le personnel à tous les niveaux de l'organisation peut entrer de l'information dans la banque de données servant au repérage des problèmes et en tirer des renseignements. Les résultats de l'inspection de type I portant sur le programme de retour de l'OPEX d'OPG, communiqués à cette dernière en août 2010, ne faisaient pas mention de lacunes au niveau de l'utilisation de l'information sur l'OPEX.

Des rapports périodiques sur la centrale Darlington sont soumis de façon continue conformément aux exigences du document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires*. Aucun problème d'importance relatif à ces rapports n'a été décelé en 2010.

Installation d'extraction du tritium

La centrale Darlington est la seule centrale nucléaire, parmi l'ensemble des centrales CANDU, ayant en place et en exploitation une installation d'extraction de tritium. Le tritium est un produit secondaire radioactif qui s'accumule graduellement à la suite de l'exploitation régulière des réacteurs CANDU. L'installation d'extraction du tritium est conçue afin de minimiser la quantité de tritium rejeté dans l'environnement et afin de diminuer le risque d'exposition des travailleurs au rayonnement. Cette installation retire le tritium de l'eau lourde utilisée dans les réacteurs. Le tritium ainsi extrait est entreposé en toute sécurité dans des contenants en acier inoxydable à l'intérieur d'une voûte en béton. Aucune limite environnementale n'a été dépassée en 2010 suite à l'exploitation de l'installation d'extraction du tritium.

1B.2.4 Analyse de la sûreté

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Analyse de la sûreté » à la centrale Darlington pour l'année 2010.

On a démontré de façon appropriée que les conséquences et la fréquence d'une gamme importante d'événements internes et externes à la centrale Darlington étaient acceptables.

Dans le cas des événements et accidents de dimensionnement, les analyses de la sûreté de la centrale Darlington ont clairement démontré la capacité des systèmes de protection d'effectuer adéquatement le contrôle de la puissance, le refroidissement du combustible et le confinement de la radioactivité pouvant être rejetée de la centrale. L'étude probabiliste de sûreté de la centrale Darlington, qui tient compte des accidents hors dimensionnement, démontre que le risque global lié à la centrale est raisonnablement faible.

OPG continue de réaliser des progrès satisfaisants à la centrale Darlington relativement à un certain nombre de programmes ou de sujets en matière d'analyse de la sûreté faisant présentement l'objet de travaux, dont le programme d'amélioration des analyses de la sûreté, les limites d'exploitation sûre, l'incidence du vieillissement de la centrale sur l'analyse de la sûreté, la résolution des questions de sûreté CANDU de catégorie 3 et la

conformité au document d'application de la réglementation de la CCSN S-294, *Étude probabiliste de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires*.

OPG a soumis le 27 septembre 2010 les conclusions d'une évaluation de l'incidence des résultats d'activités récentes de recherche concernant une analyse d'un scénario d'accident hypothétique mentionné dans le rapport de sûreté de la centrale Darlington et mettant en cause le canal de décharge du combustible irradié. Ces résultats avaient trait au taux d'oxydation de l'alliage de zirconium (zircaloy) dans l'air. La CCSN a demandé à OPG de fournir de l'information additionnelle pour démontrer, qu'à la lumière des résultats de ces activités de recherche, l'analyse dans le rapport de sûreté actuel délimite adéquatement l'incidence radiologique de ce scénario. Cette information sera soumise au plus tard le 30 juin 2011.

1B.2.5 Conception matérielle

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement global dans le domaine « Conception matérielle » à la centrale Darlington pour l'année 2010.

On a confirmé de façon adéquate que les SSC importants pour la sûreté et la sécurité nucléaires à la centrale Darlington ont continué de répondre aux exigences du fondement de leur conception dans tous les états d'exploitation et qu'ils pourront le faire jusqu'à la fin de leur durée de vie nominale.

OPG a complété à la centrale Darlington un projet d'amélioration qui visait à se conformer au programme de QE, tel qu'exigé dans le permis d'exploitation de la centrale. Tous les systèmes, pièces d'équipement, composants, barrières de protection et structures requis à cette centrale sont aptes à remplir leurs fonctions de sûreté dans les conditions prescrites. Des efforts se poursuivent à la centrale Darlington relativement à des projets en matière de QE visant à apporter des améliorations qui vont au-delà des exigences de conformité pertinentes.

Le personnel de la CCSN a effectué plusieurs examens de documents en matière de facteurs humains soumis en soutien aux modifications de la conception fondées sur le processus de contrôle des modifications techniques. Bien que l'information soumise ait été satisfaisante, des lacunes ont été décelées aux niveaux de la planification et du calendrier des travaux relatifs aux facteurs humains, de leur intégration au processus global de modification technique de la conception et de la rigueur avec laquelle les travaux effectués sont documentés.

Le personnel de la CCSN a fourni à OPG ses commentaires sur le document des bases de l'examen intégré de la sûreté (EIS) présentement en cours en soutien au prolongement de la durée de vie de la centrale Darlington. Une révision du document a été soumise et acceptée par le personnel de la CCSN en décembre 2010.

Pour donner suite, OPG a élaboré et mis en œuvre des processus proportionnés pour le développement, l'installation et la mise en service de modifications à la conception des

SSC de ses trois centrales nucléaires. Ces processus évaluent le risque que les modifications nuisent à l'exploitation sûre. L'évaluation tient compte de l'importance pour la sûreté de l'équipement en cause, de l'envergure du projet en termes du nombre de divisions y participant, des exigences réglementaires et de la complexité technique.

1B.2.6 Aptitude fonctionnelle

La cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » à la centrale Darlington pour l'année 2010.

Ceci représente une amélioration par rapport à 2009 alors que la cote « Satisfaisant » avait été attribuée.

Le rendement à la centrale Darlington relatif à l'atteinte des objectifs dans ce DSR a été très efficace. Les SSC sont demeurés disponibles, fiables et efficaces, étant ainsi représentatifs de la conception, des analyses et des mesures de contrôle de la qualité prises.

Conformément aux exigences des normes CSA N286.1 et N286-05, les fournisseurs de produits et services doivent mettre en œuvre un programme d'AQ adéquat. Afin de s'en assurer, OPG est tenue d'effectuer périodiquement des vérifications de ces fournisseurs. Le personnel de la CCSN a examiné en 2010 les documents d'OPG portant sur les mesures prises pour effectuer le contrôle de ses fournisseurs et déterminé qu'elles procuraient de façon adéquate l'assurance qu'un programme d'AQ satisfaisant avait été mis en œuvre.

En ce qui concerne l'inspection périodique des composants des enveloppes sous pression, des composants de l'enveloppe de confinement et des espaces de confinement, OPG a répondu à toutes les exigences de la condition de permis 5.2 (c) et des normes CSA N285.4, *Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU*, N285.5, *Inspections périodiques des composants de confinement des centrales nucléaires CANDU* et N287.7, *Exigences relatives à la mise à l'essai et à la vérification, en cours d'exploitation, des enceintes de confinement en béton des centrales nucléaires CANDU* ainsi qu'à celles liées aux travaux additionnels de recherche, lancés récemment, relatifs au projet de gestion de la durée de vie des canaux de combustible. Ces travaux font partie d'un programme de recherche entrepris par OPG, Bruce Power et EACL afin de démontrer que les matériaux des canaux de combustible permettent d'exploiter de manière sûre au-delà de la limite prévue à la conception, soit l'équivalent de 210 000 heures à pleine puissance (c'est-à-dire 30 ans à 80 % de la pleine puissance). OPG a en place un programme exhaustif de gestion du cycle de vie des tuyaux d'alimentation et il est mis à jour à chaque année. La deuxième version du document, *Lignes directrices relatives à l'aptitude fonctionnelle des tuyaux d'alimentation*, a été élaborée dans le cadre d'un programme de recherche du COG et le personnel de la CCSN a approuvé son utilisation à toutes les tranches d'OPG pour une période d'essai de deux ans.

Le rendement en matière d'entretien à la centrale Darlington est demeuré similaire à celui des années précédentes et le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) était supérieur à l'objectif de la centrale. Les machines à combustible à la centrale Darlington ont présenté des problèmes, mais ceux-ci n'ont pas eu une incidence importante sur la sûreté de son exploitation.

Le programme de fiabilité d'OPG a été accepté avant 2010 et il n'y a eu depuis aucun problème en suspens concernant ce programme. Le rapport 2010 sur la fiabilité est acceptable.

OPG inspecte et fait des essais des systèmes, structures et composants sous pression et de confinement, conformément au PIP de la centrale et aux normes pertinentes de la CSA. Aucun problème important de dégradation des enveloppes sous pression n'a été décelé pendant la campagne d'inspections menée en 2010. Des programmes en matière d'aptitude fonctionnelle sont en place à la centrale Darlington pour s'assurer que l'intégrité des TF, des tuyaux d'alimentation et des générateurs de vapeur est maintenue.

Le rendement d'OPG était supérieur à la moyenne en ce qui concerne ses efforts pour s'assurer que les TF de ses centrales sont en bon état. De plus, OPG a répondu positivement à la suggestion du personnel de la CCSN d'utiliser un outil nouvellement développé pour effectuer ses inspections en temps d'arrêt servant à mesurer l'écart entre les tubes de force (TF) et les tubes de calandre (TC) afin de s'assurer que ces tubes ne se touchent pas dans les canaux de combustible de la centrale Darlington où des ressorts d'espacement bien ajustés sont en place. Une partie importante du projet de gestion de la durée de vie des canaux de combustible est dédiée à démontrer l'intégrité structurale de ces ressorts jusqu'à la fin de l'exploitation. Des efforts considérables sont déployés pour s'assurer que les ressorts d'espacement bien ajustés dans les réacteurs de la centrale peuvent remplir la fonction pour laquelle ils ont été conçus, notamment de demeurer à la bonne position axiale et supporter les charges en exploitation sans perdre leur intégrité.

OPG se conforme aux exigences stipulées dans les normes pertinentes mentionnées dans le permis relatives aux activités d'entretien. Les inspections en service effectuées allaient au-delà des exigences en matière d'inspection périodique prescrites dans la norme CSA N285.4.

Dans le cadre des discussions présentement en cours entre la CCSN et le secteur nucléaire sur l'application de la méthode fondée sur le rendement, décrite dans la norme CSA N287.7-08, pour déterminer la fréquence des inspections et des essais du bâtiment sous vide, OPG a soumis au personnel de la CCSN, pour examen et acceptation, l'approche commune du secteur nucléaire pour l'application de cette méthode. Parmi l'information soumise, OPG a inclus les programmes d'inspection périodiques mis à jour conformément à la norme CSA N287.7 et le programme de gestion du vieillissement des structures en béton de l'enveloppe de confinement au personnel de la CCSN pour examen et acceptation.

1B.2.7 Radioprotection

La cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Radioprotection » à la centrale Darlington pour l'année 2010.

Ceci constitue une amélioration par rapport à 2009 alors que la cote « Satisfaisant » avait été attribuée à ce domaine. Ce changement est fondé sur l'ensemble des observations faites lors d'inspections et d'examen documentaires ainsi que sur des nouvelles initiatives prises en 2010.

La santé et la sécurité des personnes ont été préservées à l'intérieur de l'installation par la mise en œuvre d'un programme de radioprotection qui donne l'assurance que les doses reçues au travail sont inférieures aux limites réglementaires, optimales et conformes au principe ALARA.

Tout au long de l'année 2010, les mesures prises à la centrale Darlington ont été très efficaces pour contrôler l'absorption imprévue de substances radioactives par les travailleurs, tenant compte de l'OPEX pour atteindre un rendement à ce chapitre égal aux meilleurs pratiques du secteur nucléaire. En comparaison aux années précédentes, la tendance des trois doses collectives est à la baisse et la dose interne a été réduite en 2010, ceci grâce à des initiatives prises pour réduire le terme source lié au tritium. OPG a été proactif en faisant usage de l'OPEX pour en apprendre plus sur le risque que présente la contamination alpha et pour mettre en œuvre des améliorations au niveau des programmes de sorte à assurer la protection des travailleurs à toutes les tranches en service.

Les données sur les doses reçues à la centrale Darlington se trouvent à l'annexe F. Aucune exposition aux rayonnements dépassant les limites réglementaires et aucun incident entraînant des doses supérieures aux seuils d'intervention fixés par OPG n'ont été rapportés à la CCSN. OPG continue ses efforts visant à appliquer des exigences plus poussées de son programme de radioprotection relatives à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha. Le personnel de la CCSN conclut qu'OPG a mis en œuvre des mesures adéquates pour assurer la protection des travailleurs contre le risque que présente la contamination alpha et a démontré son engagement à apporter à long terme des améliorations à son programme de radioprotection afin de surveiller et de contrôler ce risque. OPG continue d'apporter des améliorations à son programme afin qu'il soit au niveau des meilleures pratiques du secteur nucléaire.

Aucun problème d'importance n'a été signalé au cours de la période de référence.

1B.2.8 Santé et sécurité au travail

La cote « Entièrement satisfaisant » a été attribuée au rendement dans ce DSR à la centrale Darlington pour l'année 2010.

Les pratiques et conditions en matière de santé et sécurité au travail à la centrale Darlington procurent un haut niveau de sécurité personnelle.

Le taux de gravité des accidents (voir la définition à la section 1A.8) pour l'année de référence, 1,64, demeure relativement faible en comparaison aux autres secteurs industriels. Des blessures invalidantes ont entraîné 43 personnes-jours perdus à la centrale. La situation à la centrale Darlington était à nouveau conforme aux sections pertinentes du code du travail (p. ex. en ce qui a trait aux inspections régulières de leurs échafaudages) et la tenue des lieux était bien faite.

Aucun problème d'importance n'a été signalé au cours de la période de référence.

1B.2.9 Protection de l'environnement

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Protection de l'environnement » à la centrale Darlington pour l'année 2010.

Les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides au cours de la période de référence ont toujours été inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement ainsi qu'aux limites opérationnelles dérivées. On a rapporté une dose au public de 0,6 μSv due à la centrale Darlington, ceci étant bien en deçà de la limite de dose pour le public qui est de 1 000 μSv .

Aucun problème d'importance n'a été signalé au cours de la période de référence suite aux inspections et évaluations de la protection de l'environnement.

1B.2.10 Gestion des urgences et protection contre l'incendie

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Gestion des urgences et protection contre l'incendie » à la centrale Darlington pour l'année 2010.

En 2009, la cote « Entièrement satisfaisant » avait été attribuée au rendement à la centrale Darlington dans le domaine de sûreté « Préparation aux situations d'urgence » alors en usage. Puisque ce DSR couvre maintenant les exigences en matière d'intervention d'urgence et de protection contre l'incendie, le changement de la cote de 2009 à 2010 ne reflète pas nécessairement une baisse du rendement en matière d'intervention en cas d'urgence, mais il est plutôt le résultat du mélange des exigences de ces deux domaines.

Des mesures de contingence suffisantes ont été prises à la centrale Darlington en matière de préparation aux situations d'urgence et de capacité d'intervention pour atténuer les effets des relâches accidentelles de substances nucléaires et de substances dangereuses sur l'environnement, la santé et la sécurité des personnes et le maintien de la sécurité nationale.

Un programme exhaustif de protection contre l'incendie a été mis en œuvre à la centrale Darlington afin de minimiser les risques à la santé et la sécurité des personnes et à l'environnement dus aux incendies, celui-ci reposant sur une conception appropriée du système de protection contre l'incendie, une analyse adéquate de la sûreté relative au

risque d'incendie, une exploitation sûre en matière de protection contre l'incendie et une prévention satisfaisante des incendies.

Aucun problème d'importance n'a été signalé au cours de la période de référence.

1B.2.11 Gestion des déchets

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Gestion des déchets » à la centrale Darlington pour l'année 2010.

Le personnel de la centrale Darlington a élaboré, mis en œuvre et fait la surveillance du programme spécifique de gestion des déchets de sa centrale (incluant les différentes catégories de déchets) de façon appropriée afin de contrôler et de minimiser le volume des déchets radioactifs générés par les activités autorisées. Le titulaire de permis a également ajouté la gestion des déchets à sa liste des éléments clés de la culture de l'entreprise et de la culture de sûreté à la centrale et il a tenu à jour un plan préliminaire de déclassement.

Un programme de gestion des déchets radioactifs est en place à la centrale Darlington afin de minimiser, contrôler et évacuer les déchets radioactifs de façon appropriée. La Division de la gestion des déchets nucléaires d'OPG a mis en œuvre un nouveau registre électronique afin de faire le suivi des résultats des mesures de la contamination et du rayonnement effectuées à l'installation. Ce système est maintenant en usage à toutes les centrales d'OPG. Les déchets radioactifs sont contrôlés, surveillés et les rejets sont enregistrés.

Des mesures correctives sont en voie d'être prises à la centrale Darlington en réponse aux résultats d'une inspection de type II.

Le plan préliminaire de déclassement (PPD) de la centrale Darlington répond aux exigences du document d'orientation de la CCSN G-219, *Les plans de déclassement des activités autorisées*.

Aucun problème d'importance n'a été décelé au cours de la période de référence.

1B.2.12 Sécurité

La cote de rendement dans ce DSR est présentée au tribunal de la Commission dans un document aux commissaires séparé (CMD 11-M46.A).

1B.2.13 Garanties

Le rendement dans le DSR « Garanties » à la centrale Darlington répondait aux exigences de la CCSN et aux objectifs fixés pour l'année 2010 et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée.

Il n'y a eu aucun changement du rendement à cette centrale. OPG a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions de ses permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du TNP.

L'AIEA n'a pas arrêté son choix sur la centrale Darlington pour effectuer une vérification du stock physique en 2010. Faute d'une telle vérification, la CCSN a effectué une évaluation du programme de prise d'inventaire physique afin de fournir à l'AIEA l'assurance que le niveau de préparation de l'installation aurait été adéquat si elle avait été choisie pour une vérification du stock physique. Aucun problème d'importance en matière de conformité n'a été relevé.

De plus, OPG a apporté son soutien à des travaux importants pour effectuer la mise en place et la mise à niveau d'équipement de l'AIEA.

1B.2.14 Emballage et transport

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Emballage et transport » à la centrale Darlington pour l'année 2010.

Ce DSR a trait aux programmes portant sur l'emballage et le transport sûrs des substances nucléaires et des appareils à rayonnement, à destination et en provenance de l'installation autorisée. À la suite de la surveillance effectuée au site et l'examen des rapports soumis conformément au document S-99, le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problèmes d'importance dans ce domaine en 2010.

1B.3 PICKERING-A

Le tableau 10 présente les cotes de rendement de la centrale Pickering-A pour l'année 2010. La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans tous les DSR. La cote intégrée de rendement « Satisfaisant » a été attribuée à la centrale Pickering-A.

Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel à la centrale Pickering-A en 2010. Aucun travailleur et aucun membre du public n'a reçu une dose dépassant les limites réglementaires, et tous les rejets dans l'environnement ont été inférieurs aux limites réglementaires et aux seuils d'intervention de la centrale.

À la lumière de ces observations et d'évaluations du rendement dans les DSR, le personnel de la CCSN conclut que la centrale Pickering-A a été exploitée de manière sûre en 2010.

OPG s'est également conformée aux conditions du permis ayant trait aux obligations internationales du Canada en matière de garanties.

Tableau 10 : Cotes de rendement de la centrale Pickering-A pour l'année 2010

Domaines de sûreté et de réglementation	Cote de rendement	Moyenne des centrales
Système de gestion	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA
Rendement en matière d'exploitation	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA
Radioprotection	SA	SA
Santé et sécurité au travail	SA	SA
Protection de l'environnement	SA	SA
Gestion des urgences et protection contre l'incendie	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA
Gestion des déchets*	SA	SA
Sécurité*	Réglementé	Réglementé
Garanties*	SA	SA
Emballage et transport*	SA	SA

* Les domaines « Gestion des déchets », « Sécurité », « Garanties » et « Emballage et transport » n'ont pas été tenus en compte pour déterminer la cote intégrée de rendement.

1B.3.1 Système de gestion

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans ce DSR pour l'année 2010. Cette amélioration par rapport à l'année dernière est attribuable au progrès réalisé par OPG dans ses efforts à résoudre des problèmes en matière de culture de sûreté.

Afin d'assurer l'exploitation sûre de ses trois centrales nucléaires, Darlington, Pickering-A et Pickering-B, OPG a élaboré et mis en œuvre un système de gestion conformément à la norme CSA N286-05. Les documents décrivant la mise en œuvre du système de gestion sont les mêmes pour les trois centrales nucléaires.

En 2010, le document décrivant le programme global d'assurance de la qualité (AQ) N-CHAR-AS-0002 R012, *Les attentes du chef de l'exploitation*, a été révisé pour devenir le document N-CHAR-AS-0002-R13, *Le système de gestion du nucléaire*. Le personnel de la CCSN a conclu que ce document d'OPG contient l'information nécessaire pour démontrer qu'elle a élaboré et documenté un système de gestion qui, en combinaison avec des documents de gouvernance de plus bas niveaux, comme les instructions et les procédures, répond aux exigences de la norme N286-05. OPG a soumis une autre révision (R14) de ce document et la CCSN l'a acceptée.

Des changements ont été apportés à l'organisation et aux documents de gestion d'OPG, ceux-ci ayant une incidence sur la centrale Pickering-A. Ces changements ont été communiqués au personnel de la CCSN qui les a examinés. Aucun problème lié à ces changements n'a été décelé en 2010.

1B.3.2 Gestion du rendement humain

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Gestion du rendement humain » à la centrale Pickering-A pour l'année 2010.

Ceci représente une amélioration par rapport à la cote « Inférieur aux attentes » attribuée au rendement du programme de sûreté « Facteurs humains » auquel on donnait une cote auparavant. Cette amélioration est due aux progrès réalisés par OPG dans ses efforts à résoudre des problèmes liés à l'effectif minimal aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Pour plus de renseignements, voir la section 2.3.3 « Mise à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation ».

Une inspection pilote d'un examen d'accréditation initiale sur simulateur a été effectuée en 2010. OPG a pris des mesures correctives acceptables.

Les exigences en matière d'effectif minimal ont été établies afin de s'assurer que les titulaires de permis maintiennent, au site et en tout temps, un nombre suffisant d'employés possédant les qualifications requises pour voir à l'exploitation normale de la centrale et pour intervenir en cas d'accident, quel qu'il soit. Par l'entremise d'exercices exhaustifs de validation et sur simulateur, OPG a confirmé récemment, à la satisfaction du personnel de la CCSN, qu'elle répondait aux exigences en matière d'effectif minimal.

Tout comme aux autres centrales d'OPG, des efforts sont présentement en cours à la centrale Pickering-A afin de transférer les travaux de sorte que les activités d'entretien régulier soient effectuées pendant les quarts de jour. Des renseignements plus détaillés à ce sujet sont fournis à la section 1B.2.2 qui a trait à la centrale Darlington.

Le personnel de la CCSN juge que le personnel de la centrale Pickering-A est en nombre suffisant dans chaque domaine d'emploi pertinent, qu'il possède les connaissances et compétences requises et qu'il a accès aux procédures et outils nécessaires pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire. Les inspections des programmes de formation effectuées en 2010 n'ont révélé aucun problème d'importance.

En 2010, le taux de réussite global aux examens d'accréditation était 100 % à la centrale Pickering-A. Le taux de réussite aux tests de requalification était également 100 %.

1B.3.3 Rendement en matière d'exploitation

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Rendement en matière d'exploitation » à la centrale Pickering-A pour l'année 2010.

De façon globale, la centrale Pickering-A a été exploitée de manière sûre tout au long de l'année 2010.

Le taux de fuite du système de gaz annulaire a atteint 19,7 l/min, ce qui est très près de la limite de 20 l/min ayant servi pour l'analyse de la sûreté. En réponse à cette situation, OPG a abaissé la pression du système et interrompu l'addition d'oxygène.

Le fonctionnement des barres 5 et 12 du système des barres liquides de la tranche 1 a présenté des signes d'anomalie, notamment, en comparaison aux autres barres, leur niveau était plus bas de façon chronique et leur taux de baisse de niveau était plus rapide. Le système des barres liquides fait partie du système de régulation du réacteur. OPG a effectué des analyses de ce fonctionnement anormal, mais n'a toujours pas trouvé la cause fondamentale de celui-ci. OPG continuera de surveiller le fonctionnement de ces barres.

L'arrêt pour effectuer un essai du bâtiment sous vide, devant avoir lieu une fois aux 10 ans, a été effectué avec succès et selon l'échéancier prévu (le redémarrage de la tranche 6, la première à l'être, a été effectué deux jours avant la date prévue). Cependant, on a décelé quelques problèmes de la tuyauterie du système d'eau de service d'urgence à l'intérieur de la conduite de dépressurisation. Entre autres, il manquait des boulons d'ancrage sur deux supports de cette tuyauterie. OPG a soumis des analyses visant à démontrer que les supports étaient adéquats sans ces boulons. Des inquiétudes persistent tant qu'aux solutions appropriées pour ces problèmes et pour des questions concernant la gestion de la configuration. OPG a soumis ses calculs et le personnel de la CCSN les examine présentement. Un arrêt planifié de la tranche 1 a fait suite à l'arrêt pour effectuer l'essai du bâtiment sous vide.

Plusieurs baisses forcées de la puissance et arrêts ont également été effectués suite à des indisponibilités des machines à combustible et aux anomalies du système des barres liquides. Ces baisses et arrêts ont contribué à des facteurs de capacité relativement faibles, 75 % pour la tranche 1 et 88 % pour la tranche 4.

Globalement, les arrêts ont été effectués de manière sûre et sécuritaire et conformément aux procédures documentées et contrôlées.

Six arrêts d'urgence intempestifs et une BCP ont eu lieu à la centrale Pickering-A en 2010, mais aucun RRP n'a été enregistré.

OPG continue de soumettre des rapports d'événement au personnel de la CCSN conformément au document S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires*. On a observé depuis 2008 une amélioration nette en ce qui a trait à la soumission en temps opportun des rapports préliminaires et une diminution du nombre de rapports détaillés devant être soumis. OPG s'efforce toujours d'améliorer ses processus d'analyse des causes fondamentale et l'efficacité de ses mesures correctives.

1B.3.4 Analyse de la sûreté

La cote « Satisfaisant » a de nouveau été attribuée au rendement dans ce DSR à la centrale Pickering-A pour l'année 2010.

Des progrès adéquats ont été réalisés à la centrale Pickering-A relativement à un certain nombre de programmes ou de sujets en matière d'analyse de la sûreté faisant présentement l'objet de travaux, dont le programme d'amélioration des analyses de la sûreté, les limites d'exploitation sûre, l'incidence du vieillissement de la centrale sur l'analyse de la sûreté, la résolution des questions de sûreté de catégorie 3 ayant trait aux réacteurs CANDU et la transition pour se conformer au document d'application de la réglementation de la CCSN S-294.

Des mises à jour relativement à plusieurs questions communes à tous les titulaires de permis de centrale nucléaire, ou la plupart, sont présentées à la section 1A.4.

1B.3.5 Conception matérielle

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans ce DSR à la centrale Pickering-A pour l'année 2010.

Ceci constitue une amélioration du rendement par rapport à 2009 alors que la cote « Inférieur aux attentes » avait été attribuée au domaine « Conception matérielle » à cause de lacunes des modifications apportées à la barre de transfert intercentrale. Une modification permanente a été effectuée lors de l'arrêt à des fins d'essai du bâtiment sous vide qui a débuté en avril 2010.

Une inspection du programme de qualification environnementale a été effectuée en 2010 et aucun problème d'importance n'a été décelé.

1B.3.6 Aptitude fonctionnelle

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans ce DSR à la centrale Pickering-A pour l'année 2010.

Les objectifs à court terme relatifs aux retards accumulés aux chapitres de l'entretien correctif et de l'entretien facultatif ont été atteints à Pickering-A en 2010 :

- au chapitre de l'entretien correctif, il était de 9 ordres de travail par tranche, comparativement à un objectif de 10 par tranche
- au chapitre de l'entretien facultatif, il était de 277 ordres de travail par tranche, comparativement à un objectif de 350 par tranche

Le CEEP s'est amélioré à la centrale Pickering-A au cours des quatre dernières années et il est maintenant de 95 %.

OPG inspecte et fait des essais des systèmes, structures et composants sous pression et de confinement, conformément au PIP de la centrale et aux normes pertinentes de la CSA. Aucun problème d'importance n'a été décelé relativement à la dégradation des enveloppes sous pression à la centrale Pickering-A pendant la campagne d'inspections menée en 2010. OPG respecte son plan de transition pour se conformer à la version de 2008 de la norme N285.5.

De plus, aucun problème d'importance n'est ressorti des examens effectués par le personnel de la CCSN des rapports sur l'exploitation et les enveloppes sous pression à la centrale Pickering-A, soumis en 2010 conformément au document S-99.

L'arrêt des centrales au site de Pickering pour effectuer un essai du bâtiment sous vide comprenait l'inspection de ce bâtiment, de la conduite de dépressurisation et de leurs composants, un essai de pressurisation de ce bâtiment et de cette conduite ainsi que l'inspection et un essai de fonctionnement du système d'arrosage à l'intérieur du bâtiment sous vide. OPG a relocalisé la limite de l'enveloppe de confinement qui s'étendait jusqu'aux bâtiments des réacteurs des tranches 2 et 3 afin qu'elle se termine aux cloisons séparant ces tranches de la conduite de dépressurisation. De plus, un essai de pressurisation du bâtiment du réacteur de la tranche 1 a été effectué.

Le personnel de la CCSN a inspecté la mise en œuvre des PIP devant se conformer aux normes CSA N285.4 et N285.5. Il a trouvé que, dans l'ensemble, la mise en œuvre par OPG des PIP des composants des centrales nucléaires, incluant ceux liés aux composants du confinement, était satisfaisante.

En 2010, les indisponibilités des systèmes spéciaux de sûreté à la centrale Pickering-A ont été moindres que les limites établies.

1B.3.7 Radioprotection

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Radioprotection » à la centrale Pickering-A pour l'année 2010.

Se fondant sur l'évaluation des observations dans ce domaine, le personnel de la CCSN estime que la protection de la santé et de la sécurité des personnes contre le rayonnement ionisant offerte par OPG à la centrale Pickering-A était adéquate.

Les données sur les doses reçues à la centrale Pickering-A se trouvent à l'annexe F. Aucune exposition aux rayonnements dépassant les limites réglementaires et aucun incident entraînant des doses supérieures aux seuils d'intervention fixés par OPG n'ont eu lieu à la centrale Pickering-A en 2010.

Les inspections et évaluations de la radioprotection effectuées en 2010 n'ont révélé aucun problème d'importance.

Un plan de mesures correctives a été élaboré et mis en œuvre en 2010 afin d'améliorer le programme de surveillance de la contamination alpha à la centrale Pickering-A pour qu'il soit au niveau des meilleures pratiques du secteur nucléaire dans ce domaine. Ce plan comprend des mesures additionnelles de radioprotection lors des arrêts et le projet de maintien des tranches à l'arrêt dans un état de conservation sûr.

1B.3.8 Santé et sécurité au travail

La cote « Satisfaisant » a de nouveau été attribuée au rendement dans le domaine « Santé et sécurité au travail » à la centrale Pickering-A pour l'année 2010.

Aucune non-conformité d'importance relative au code du travail pertinent n'a été rapportée en 2010.

La conformité aux chapitres du matériel en transit et de l'affectation des espaces continue d'être un problème.

Le taux combiné de gravité des accidents (voir la définition à la section 1A.8) rapporté pour les centrales Pickering-A et Pickering-B était de 0,71 en 2010, ce qui est très faible en comparaison aux autres secteurs industriels.

Les conditions et pratiques de travail en matière de santé au travail à la centrale Pickering-A continuent d'assurer un niveau adéquat d'attention à la sécurité des personnes.

Seulement trois blessures invalidantes ont été enregistrées aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Un employé de la centrale Pickering-A a glissé dans le stationnement et

deux employés d'entrepreneurs fournissant des services de cafétéria ont subi des blessures à la cafétéria.

Le personnel de la CCSN a conclu que, globalement, le rendement au chapitre de la tenue des lieux était acceptable, mais il a décelé un petit nombre de problèmes liés à de l'équipement ou du matériel mal entreposé et des manques de conformité à la procédure portant sur le contrôle du matériel en transit et l'affectation des espaces. OPG a mis en œuvre un plan de mesures pour régler ces problèmes. Le personnel de la CCSN continuera à faire un suivi de ces mesures par l'entremise d'inspections trimestrielles.

1B.3.9 Protection de l'environnement

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Protection de l'environnement » à la centrale Pickering-A pour l'année 2010. Cette cote est due au fait qu'OPG a continué d'appliquer les mesures qu'elle avait prises pour diminuer le taux de mortalité des poissons aux centrales Pickering-A et Pickering-B.

Dans les rapports précédents sur les centrales nucléaires, on soulignait comme problème important les effets sur l'environnement (particulièrement, le taux de mortalité des poissons attribuable aux effets d'entraînement et d'impact) qu'occasionne le fonctionnement du système d'eau de circulation aux centrales Pickering-A et Pickering-B. OPG a donc installé un filet servant de barrière. Le sujet est abordé en plus de détails à la section 2.3.2 intitulée « Mise à jour sur des projets et initiatives d'importance ».

Aucun nouveau problème d'importance n'a été signalé suite aux inspections et évaluations de la protection de l'environnement effectuées en 2010.

On a rapporté une dose au public de 1,0 μSv due à l'effet combiné des centrales Pickering-A et Pickering-B, ceci étant bien en deçà de la limite de dose pour le public qui est de 1 000 μSv . Les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides ont toujours été inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement ainsi qu'aux limites opérationnelles dérivées.

1B.3.10 Gestion des urgences et protection contre l'incendie

La cote « Satisfaisant » a de nouveau été attribuée au rendement dans le domaine « Gestion des urgences et protection contre l'incendie » à la centrale Pickering-A pour l'année 2010.

Le personnel de la CCSN a effectué deux évaluations d'exercices d'intervention en cas d'urgence au site Pickering en 2010. Au cours des deux exercices, OPG a démontré qu'elle était prête et qu'elle possédait les compétences pour faire face à un accident simulé aggravé par des événements externes et la nécessité d'effectuer des échanges d'information aux niveaux national, provincial et local ainsi que le triage et le traitement de blessés contaminés.

En vertu du plan provincial d'intervention en cas d'urgence nucléaire, un système capable d'alerter tout le monde dans un rayon de 3 km de la centrale doit être en place. Cinq sirènes additionnelles doivent être installées pour répondre à cette exigence. L'installation de ces sirènes sera complétée avant le mois de mai 2011. Le personnel de la CCSN continuera de surveiller l'installation et les essais de ces sirènes.

Les examens effectués par le personnel de la CCSN des observations découlant des inspections et des activités de surveillance et de suivi ainsi que des événements devant être rapportés conformément au document S-99 n'ont révélé aucun problème d'importance en matière de préparation aux situations d'urgence. Les indicateurs de rendement servant à évaluer la mise en œuvre de la gestion du plan d'intervention en cas d'urgence sont demeurés stables ou, dans certains cas, se sont améliorés en 2010.

1B.3.11 Gestion des déchets

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Gestion des déchets » pour l'année 2010.

Le projet d'OPG visant à placer les tranches 2 et 3, qui ne seront pas redémarrées, dans un état de conservation sûr a été complété en 2010. La section 2.3.2 intitulée « Mise à jour sur des projets et initiatives d'importance » donne plus de renseignements à ce sujet.

Le plan préliminaire de déclassement de la centrale Pickering-A répond aux exigences du document d'orientation de la CCSN G-219, *Les plans de déclassement des activités autorisées*.

Une inspection de la gestion des déchets dangereux non radioactifs, effectuée en octobre 2010, a révélé qu'au site de Pickering, OPG se conforme aux exigences réglementaires relatives à cette gestion.

1B.3.12 Sécurité

La cote de rendement dans ce DSR est présentée au tribunal de la Commission dans un document aux commissaires séparé (CMD 11-M46.A).

1B.3.13 Garanties

Le rendement dans le DSR « Garanties » à la centrale Pickering-A répondait aux exigences de la CCSN et aux objectifs fixés pour l'année 2010 et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée.

Il y a eu un léger changement du rendement à cette centrale, mais ceci n'a pas entraîné une modification de la cote attribuée au rendement dans ce DSR en comparaison à l'année dernière. OPG a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions

de ses permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du TNP.

Du 26 au 29 octobre 2010, l'AIEA a effectué une vérification du stock physique aux centrales Pickering-A et Pickering-B, ainsi qu'une visite de suivi du 10 au 13 janvier 2011, afin de s'assurer qu'aucun détournement de matières nucléaires n'avait eu lieu, de déceler toute tentative d'altération du système de confinement et de surveillance mis en place par l'AIEA et de confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et les exploitants des centrales nucléaires. L'inspection a été effectuée en présence de membres du personnel de la CCSN qui ont examiné l'aide apportée aux inspecteurs de l'AIEA par le personnel de la centrale, incluant les guides et l'équipement fournis, la disponibilité de l'information relative à la comptabilisation et aux documents à l'appui et la conformité de la centrale aux conditions du permis en matière de garanties se rapportant à l'inspection. Le personnel de la CCSN a aussi examiné la conformité de l'AIEA à ses droits et obligations relatifs à l'inspection. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

Au cours de la vérification planifiée du stock physique par l'AIEA à la centrale Pickering-A, le personnel de cette centrale a informé le personnel de la CCSN qu'un treuil servant à déplacer des paniers de combustible irradié était indisponible. Ni la CCSN, ni l'AIEA n'avait été informée avant le début de la vérification des difficultés à avoir accès au matériel nucléaire à cause de l'indisponibilité de ce treuil. La quantité de matière nucléaire n'étant pas disponible aux fins de la vérification, l'AIEA n'a pu terminer sa vérification avant que les réparations nécessaires n'aient été complétées en janvier. On a rappelé au personnel de Pickering que toute situation ou tout incident pouvant entraver les activités en matière de garanties doit être signalé immédiatement à la CCSN et à l'AIEA. Bien que le défaut d'avoir averti n'ait pas eu une incidence importante sur la cote de rendement pour l'année 2010, le personnel de la CCSN surveillera de près la conformité en 2011.

1B.3.14 Emballage et transport

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Emballage et transport » à la centrale Pickering-A pour l'année 2010.

Aucun problème d'importance en matière d'emballage et de transport n'a été décelé en 2010.

Le personnel de la CCSN s'attend à ce que le titulaire de permis poursuive ses activités conformément à son programme de transport du matériel radioactif tel que décrit dans le document d'OPG W-PROG-WM-0002, *Transport du matériel radioactif*. Ce programme décrit les mesures de contrôle qui donnent l'assurance que le transport du matériel radioactif est sûr, sécuritaire et efficient et qu'il est conforme aux exigences pertinentes. Il comprend également les vérifications servant à déterminer si le plan d'intervention en cas d'urgence liée au transport est établi de façon appropriée.

1B.4 PICKERING-B

Le tableau 11 présente les cotes de rendement de la centrale Pickering-B pour l'année 2010. La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans tous les DSR. La cote intégrée de rendement « Satisfaisant » a été attribuée à la centrale Pickering-B en 2010, tout comme en 2009.

Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel à la centrale Pickering-B en 2010. Aucun travailleur et aucun membre du public n'a reçu une dose dépassant les limites réglementaires, et tous les rejets dans l'environnement ont été inférieurs aux limites réglementaires.

À la lumière d'observations sur le rendement dans les DSR et d'évaluations de celui-ci, le personnel de la CCSN conclut que la centrale Pickering-B a été exploitée de manière sûre en 2010.

OPG s'est également conformée aux conditions du permis ayant trait aux obligations internationales du Canada en matière de garanties.

Tableau 11 : Cotes de rendement de la centrale Pickering-B pour l'année 2010

Domaines de sûreté et de réglementation	Cote de rendement	Moyenne des centrales
Système de gestion	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA
Rendement en matière d'exploitation	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA
Radioprotection	SA	SA
Santé et sécurité au travail	SA	SA
Protection de l'environnement	SA	SA
Gestion des urgences et protection contre l'incendie	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA
Gestion des déchets*	SA	SA
Sécurité*	Réglementé	Réglementé
Garanties*	SA	SA
Emballage et transport*	SA	SA

* Les domaines « Gestion des déchets », « Sécurité », « Garanties » et « Emballage et transport » n'ont pas été tenus en compte pour déterminer la cote intégrée de rendement.

1B.4.1 Système de gestion

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans ce DSR pour l'année 2010.

Afin d'assurer l'exploitation sûre de ses trois centrales nucléaires, Darlington, Pickering-A et Pickering-B, OPG a élaboré et mis en œuvre un système de gestion conformément à la norme CSA N286-05. Les documents décrivant la mise en œuvre du système de gestion sont les mêmes pour les trois centrales nucléaires.

Le permis d'exploitation de la centrale Pickering-B exigeait la mise en œuvre en 2010 d'un programme d'AQ conforme à la série de normes CSA N286 (N286.0 à N286.6). La mise en œuvre d'un système de gestion conforme à la norme CSA N286-05 est axée sur la gestion de tous les systèmes, pièces d'équipement et activités, et non seulement ceux liés à la sûreté.

En 2010, le document décrivant le programme global d'assurance de la qualité (AQ) N-CHAR-AS-0002 R012, *Les attentes du chef de l'exploitation*, a été révisé pour devenir le document N-CHAR-AS-0002-R13, *Le système de gestion du nucléaire*. Le personnel de la CCSN a conclu que ce document d'OPG contient l'information nécessaire pour démontrer qu'elle a élaboré et documenté un système de gestion qui, en combinaison avec des documents de gouvernance de plus bas niveaux, comme les instructions et les procédures, répond aux exigences de la norme N286-05. OPG a soumis une autre révision (R14) de ce document et la CCSN l'a acceptée.

Des changements ont été apportés à l'organisation et aux documents de gestion d'OPG, ceux-ci ayant une incidence sur la centrale Pickering-B. Ces changements ont été communiqués au personnel de la CCSN qui les a examinés. Aucun problème lié à ces changements n'a été décelé en 2010.

1B.4.2 Gestion du rendement humain

La cote attribuée au rendement dans le DSR « Gestion du rendement humain » à la centrale Pickering-B est maintenant « Satisfaisant » pour l'année 2010.

Ceci représente une amélioration par rapport à la cote « Inférieur aux attentes » de 2009 attribuée au rendement du programme de sûreté « Facteurs humains » auquel on donnait une cote auparavant. Cette amélioration est attribuable aux progrès réalisés par OPG dans ses efforts à résoudre des problèmes liés à l'effectif minimal aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Pour plus de renseignements, voir la section 2.4.3 « Mise à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation ».

On a enregistré en 2010 une série d'incidents où des travailleurs ont dépassé les limites d'heures de travail et quelques occasions où l'effectif minimal n'a pas été respecté. Ces incidents n'ont pas eu d'incidence sur la sûreté de la centrale. OPG a pris des mesures afin de fournir un encadrement et de conscientiser davantage son personnel aux

sujets des exigences relatives aux limites d'heures de travail et à l'effectif minimal afin de diminuer de tels cas de non-conformité.

Tout comme aux autres centrales d'OPG, des efforts sont présentement en cours à la centrale Pickering-B afin de transférer les travaux de sorte que les activités d'entretien régulier soient effectuées pendant les quarts de jour. Des renseignements plus détaillés à ce sujet sont fournis à la section 1B.2.2 ayant trait à la centrale Darlington.

Le personnel de la CCSN juge que le personnel de la centrale Pickering-B est en nombre suffisant dans chaque domaine d'emploi pertinent, qu'il possède les connaissances et compétences requises et qu'il a accès aux procédures et outils nécessaires pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire. Les inspections des programmes de formation, d'examen et d'accréditation effectuées en 2010 n'ont révélé aucun problème d'importance.

En 2010, le taux de réussite global aux examens d'accréditation était de 86 % à la centrale Pickering-B. Le taux de réussite aux tests de requalification était de 90 %.

1B.4.3 Rendement en matière d'exploitation

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Rendement en matière d'exploitation » à la centrale Pickering-B pour l'année 2010.

Le personnel de la CCSN a effectué bon nombre d'inspections en 2010, y compris des inspections en chantier et en salle de commande. Aucun problème d'importance en matière d'exploitation n'a été décelé.

Huit arrêts imprévus, un arrêt d'urgence, un RRP et cinq BCP ont eu lieu à la centrale Pickering-B en 2010. Cinq arrêts prévus à des fins d'entretien ont également eu lieu. Globalement, les arrêts ont été effectués de manière sûre et sécuritaire.

1B.4.4 Analyse de la sûreté

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans ce DSR à la centrale Pickering-B pour l'année 2010. Des mises à jour relativement à plusieurs questions communes à tous les titulaires de permis de centrale nucléaire, ou la plupart, sont présentées à la section 1A.4.

Mise à jour du rapport de sûreté

En vertu du document S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires*, une mise à jour du rapport de sûreté doit être soumise tous les trois ans. Les activités de surveillance et de conformité font présentement l'objet de discussions entre le personnel d'OPG et celui de la CCSN. La prochaine mise à jour du rapport de sûreté de la centrale Pickering-B doit être soumise au cours de l'automne 2011. Le personnel de la CCSN continuera de faire un suivi des progrès réalisés par OPG dans la mise à jour du rapport de sûreté.

Étude probabiliste de sûreté

Dans le cas des centrales nucléaires, une étude probabiliste de sûreté (EPS) signifie une évaluation complète et intégrée de la sûreté d'une centrale ou d'un réacteur. Une EPS tient compte de la probabilité, de la progression et des conséquences de défaillances des équipements et de conditions transitoires afin de formuler des prévisions chiffrées qui procurent une mesure de la sûreté de la centrale ou du réacteur. Les EPS sont de différents niveaux. Une EPS de niveau 1 sert à déterminer et quantifier les séquences d'événements pouvant entraîner une perte de l'intégrité structurelle du cœur et de nombreuses ruptures de gaine du combustible. Se fondant sur les résultats des EPS de niveau 1, une EPS de niveau 2 analyse la réponse de l'enveloppe de confinement et évalue, de même que quantifie, les rejets à l'environnement dus aux ruptures de gaine de combustible.

En vertu du permis, OPG doit compléter une mise à jour de l'évaluation probabiliste des risques de la centrale Pickering-B avant le 31 décembre 2012, afin de se conformer au document d'application de la réglementation de la CCSN S-294, *Étude probabiliste de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires*. OPG travaille présentement à compléter l'EPS de niveau 1 couvrant le cas où le réacteur de la centrale Pickering-B est en puissance. Pour se conformer au document S-294, l'EPS doit couvrir tous les états d'exploitation et couvrir des événements externes comme les incendies, les inondations et les tremblements de terre.

Le personnel de la CCSN a examiné les méthodes utilisées pour effectuer les EPS à la centrale Pickering-B et a accepté celles relatives à :

- l'EPS de niveau 1 couvrant les événements internes lorsque le réacteur est en puissance
- l'EPS de niveau 1 couvrant les événements internes lorsque la centrale est à l'arrêt
- l'EPS de niveau 2

Les méthodes servant à effectuer une EPS de niveau 1 couvrant les événements externes (incendie, inondation et tremblement de terre) font présentement l'objet d'un examen et il est prévu que celui-ci sera complété en décembre 2011.

Le personnel de la CCSN continuera de surveiller les progrès réalisés au chapitre des l'étude probabiliste des risques de la centrale Pickering-B et fera un suivi de sa mise en œuvre.

1B.4.5 Conception matérielle

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Conception matérielle » à la centrale Pickering-B pour l'année 2010. Aucun problème d'importance n'a été décelé dans ce domaine en 2010.

Les modifications à la centrale Pickering-B au cours de l'année 2010 ont été effectuées en conformité aux codes, normes, règlements et conditions du permis actuels et applicables. Afin de prolonger la durée d'exploitation de la centrale, il est prévu que le budget alloué aux modifications mineures sera augmenté pour régler les problèmes émergents d'obsolescence.

Aucun problème d'importance du programme « Qualification de l'équipement » à la centrale Pickering-B n'a été décelé en 2010.

1B.4.6 Aptitude fonctionnelle

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » à la centrale Pickering-B pour l'année 2010. Les inspections et évaluations effectuées par le personnel de la CCSN n'ont pas révélé de problème important lié à l'entretien.

En 2010, OPG a atteint ses objectifs à court terme relatifs aux retards accumulés aux chapitres de l'entretien correctif et de l'entretien facultatif :

- au chapitre de l'entretien correctif, il était de 22,5 ordres de travail par tranche, comparativement à un objectif de 25 par tranche
- au chapitre de l'entretien facultatif, il était de 480 ordres de travail par tranche, comparativement à un objectif de 500 par tranche

L'objectif relatif aux retards accumulés au chapitre de l'entretien facultatif est élevé en comparaison aux bonnes pratiques du secteur nucléaire. OPG fournit des mises à jour trimestrielles de l'état des retards cumulés au chapitre de l'entretien facultatif à la centrale Pickering-B et continuera à le faire jusqu'à ce que l'objectif à long terme auquel elle s'est engagée, 300 à 400 ordres de travail par tranche, soit atteint. Au cours de ses activités normales de suivi, le personnel de la CCSC continuera en 2011 de surveiller les progrès réalisés à ce chapitre.

OPG inspecte et fait des essais des systèmes, structures et composants sous pression et de confinement, conformément au PIP de la centrale et aux normes pertinentes de la CSA. Aucun problème d'importance n'a été décelé relativement à la dégradation des enveloppes sous pression à la centrale Pickering-B pendant la campagne d'inspections menée en 2010.

De plus, aucun problème d'importance n'est ressorti des examens effectués par le personnel de la CCSN des rapports sur l'exploitation et les enveloppes sous pression à la centrale Pickering-B, soumis en 2010 conformément au document S-99.

Les rapports de l'inspection et de l'essai de pressurisation du bâtiment du réacteur de la tranche 8 ont été soumis en 2010 à la CCSN, pour examen et acceptation. Le personnel de la CCSN a complété son examen et fourni des commentaires à OPG.

Les inspections périodiques des composants de l'enveloppe de confinement à la centrale Pickering-B ont été effectuées et rapportées de façon satisfaisante, conformément à la norme CSA N285.5 et au document S-99 respectivement.

En ce qui concerne la mise en œuvre de la nouvelle norme publiée en 2008, OPG a soumis en 2010 un plan de transition. Jusqu'à maintenant, l'échéancier de ce plan a été respecté à la centrale Pickering-B, cette transition devant être complétée à la fin de 2012.

OPG a soumis au milieu de 2010 un programme de gestion du vieillissement des structures en béton de l'enveloppe de confinement. Le personnel de la CCSN a fourni à OPG ses commentaires sur ce plan vers la fin de 2010. Le PIP de la centrale Pickering-B a également été mis à jour afin de répondre aux exigences de la norme CSA N287.7-08.

Le personnel de la CCSN reconnaît que l'aptitude fonctionnelle de tous les tuyaux d'alimentation de la tranche 7 à la centrale Pickering est adéquate pour poursuivre l'exploitation jusqu'au prochain arrêt prévu. De plus, tous les tuyaux d'alimentation de la centrale Pickering-B, sauf un petit nombre de tuyaux qui ne sont pas accessibles, ont été inspectés conformément au programme d'inspection de référence relatif à l'amincissement de leur paroi.

En 2010, les indisponibilités des systèmes spéciaux de sûreté à Pickering-B ont été moindres que les limites établies.

Le rapport d'OPG sur la fiabilité signalait des changements importants du taux de défaillance du système d'alimentation électrique d'urgence. Ces changements étaient dus principalement à des défauts de démarrage des groupes électrogènes d'urgence découlant de problèmes de commande. OPG s'est engagée à apporter des améliorations à ces commandes d'ici les premiers mois de 2012.

Au cours des dernières années, les problèmes associés au système d'eau d'urgence à la centrale Pickering-B ont fait l'objet de lettres entre OPG et la CCSN. Le personnel de la CCSN a effectué en 2010 une inspection de ce système et conclu qu'OPG avait réglé de façon adéquate tous les problèmes qu'il avait soulevés. De plus, le personnel de la CCSN a approuvé la révision des exigences de disponibilité des pompes de ce système.

Deux bris d'arbre des pompes du système d'eau d'urgence à basse pression ont eu lieu à la centrale Pickering-B en 2010. Dans les deux cas, les arbres ont été réparés peu de temps

après le bris. OPG effectue présentement une analyse des causes fondamentales de ces bris.

1B.4.7 Radioprotection

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Radioprotection » à la centrale Pickering-B pour l'année 2010.

Se fondant sur l'évaluation des observations dans ce domaine, le personnel de la CCSN estime que la protection de la santé et de la sécurité des personnes contre le rayonnement ionisant offerte par OPG à la centrale Pickering-B était adéquate.

Les données sur les doses reçues à la centrale Pickering-B se trouvent à l'annexe F. Aucune exposition aux rayonnements dépassant les limites réglementaires et aucun incident entraînant des doses supérieures aux seuils d'intervention fixés par OPG n'ont eu lieu à la centrale Pickering-B en 2010.

Les inspections et évaluations de la radioprotection effectuées en 2010 n'ont révélé aucun problème d'importance.

OPG a révisé son programme de surveillance de la contamination alpha afin qu'il reflète les meilleures pratiques actuelles dans ce domaine (la norme de l'Electrical Power Research Institute) et, à la lumière de l'OPEX de Bruce Power, elle a mis en œuvre des mesures de contrôle du travail afin de diminuer la possibilité d'exposition à la contamination alpha des travailleurs préposés à la manutention du combustible.

1B.4.8 Santé et sécurité au travail

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans ce DSR à la centrale Pickering-B pour l'année 2010.

Le taux combiné de gravité des accidents (voir la définition à la section 1A.8) rapporté pour les centrales Pickering-A et Pickering-B était de 0,71 en 2010, ce qui est très faible en comparaison aux autres secteurs industriels.

Les conditions et pratiques de travail en matière de santé au travail à la centrale Pickering-B continuent d'assurer un niveau adéquat d'attention à la sécurité des personnes.

Seulement trois blessures invalidantes ont été enregistrées aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Un employé de la centrale Pickering-A a glissé dans le stationnement et deux employés d'entrepreneurs fournissant des services de cafétéria ont subi des blessures à la cafétéria.

Le personnel de la CCSN a conclu que, globalement, le rendement au chapitre de la tenue des lieux était acceptable, mais il a décelé un petit nombre de problèmes liés à de

l'équipement ou du matériel mal entreposé et des manques de conformité à la procédure portant sur le contrôle du matériel en transit et l'affectation des espaces. OPG a mis en œuvre un plan de mesures pour régler ces problèmes. Le personnel de la CCSN continuera à faire un suivi de ces mesures par l'entremise d'inspections trimestrielles.

1B.4.9 Protection de l'environnement

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Protection de l'environnement » à la centrale Pickering-B pour l'année 2010. Cette cote est due au fait qu'OPG a continué d'appliquer les mesures qu'elle avait prises pour diminuer le taux de mortalité des poissons aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Pour des informations additionnelles, voir la section 2.4.3 « Mises à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation ».

On a rapporté une dose au public de 1,0 μSv due à l'effet combiné des centrales Pickering-A et Pickering-B, ceci étant bien en deçà de la limite de dose pour le public qui est de 1 000 μSv .

En juin 2010, on a observé que les effluents provenant de l'eau de service du bâtiment du réacteur dépassaient le seuil d'intervention mensuel pour les rejets liquides. En réponse à cet incident, OPG a augmenté la fréquence d'échantillonnage de ces effluents de sorte à ce qu'il soit fait sur une base journalière au lieu d'hebdomadaire. De plus, OPG retiendra en 2011 les services d'un consultant externe pour effectuer un examen des résultats de l'enquête menée pour déterminer pourquoi le seuil d'intervention pour les effluents provenant de l'eau de service du bâtiment du réacteur avait été dépassé. Le niveau d'activité bêta/gamma de cette eau de service est revenu à des valeurs normales et s'est jusqu'à maintenant maintenu à de telles valeurs.

Le programme de surveillance des eaux souterraines n'a révélé aucun problème d'importance en 2010. Cependant, on s'attend à ce qu'OPG continue de mettre en œuvre son programme de surveillance de ces eaux sur l'ensemble du site.

1B.4.10 Gestion des urgences et protection contre l'incendie

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Gestion des urgences et protection contre l'incendie » à la centrale Pickering-B pour l'année 2010.

En vertu du plan provincial d'intervention en cas d'urgence nucléaire, OPG doit installer cinq sirènes additionnelles afin d'avoir en place un système d'alerte efficace. L'installation de ces sirènes sera complétée avant le mois de mai 2011. Le personnel de la CCSN continuera de faire le suivi des progrès réalisés relativement à l'installation et aux essais de ces sirènes.

Les examens effectués par le personnel de la CCSN des observations découlant des inspections et des activités de surveillance et de suivi ainsi que des événements devant être rapportés conformément au document S-99 n'ont révélé aucun problème

d'importance en matière de gestion des urgences et de protection contre l'incendie. Les indicateurs de rendement servant à évaluer la mise en œuvre de la gestion du plan d'intervention en cas d'urgence sont demeurés stables ou, dans certains cas, se sont améliorés.

1B.4.11 Gestion des déchets

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Gestion des déchets » pour l'année 2010.

Aucun problème d'importance n'a été décelé suite aux inspections de la gestion des déchets dangereux non radioactifs effectuées en 2010.

Le personnel de la CCSN s'attend à ce qu'OPG poursuive ses activités conformément à son programme de gestion des déchets radioactifs tel que décrit dans son document W-PROG-WM-0001, *Programme de gestion des déchets nucléaires*. Ce document est énuméré dans le document « *Le système de gestion du nucléaire* » et donc, tel que requis par le permis d'exploitation dans le cas des documents ainsi énumérés, le titulaire de permis doit aviser par écrit la Commission de tout changement aux programmes décrits dans ceux-ci. La plus récente version du document décrivant le programme de gestion des déchets a été publié à la fin de 2009.

Conformément aux exigences du permis d'exploitation, le titulaire de permis doit soumettre un plan préliminaire de déclassement (PPD) à la CCSN. Ce plan doit être révisé périodiquement, au minimum à tous les cinq ans, ou lorsque la CCSN le demande. La plus récente version de ce plan a été publiée en 2007 et il est prévu que la prochaine sera soumise en juin 2012.

1B.4.12 Sécurité

La cote de rendement dans ce DSR est présentée au tribunal de la Commission dans un document aux commissaires séparé (CMD 11-M46.A).

1B.4.13 Garanties

Le rendement dans le DSR « Garanties » à la centrale Pickering-B répondait aux exigences de la CCSN et aux objectifs fixés pour l'année 2010 et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée. Il y a eu un léger changement du rendement à cette centrale, mais ceci n'a pas entraîné une modification de la cote attribuée au rendement dans ce DSR en comparaison à l'année dernière. OPG a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions de ses permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du TNP.

Des renseignements additionnels concernant la vérification effectuée par l'AIEA aux centrales Pickering-A et Pickering-B se trouvent à la section 1B.3.13.

1B.4.14 Emballage et transport

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Emballage et transport » à la centrale Pickering-B pour l'année 2010.

Aucun problème d'importance en matière d'emballage et de transport n'a été décelé en 2010. Le personnel de la CCSN s'attend à ce que le titulaire poursuive ses activités conformément à son programme de transport du matériel radioactif tel que décrit dans le document d'OPG W-PROG-WM-0002, *Transport du matériel radioactif*. Ce programme décrit les mesures de contrôle qui donnent l'assurance que le transport du matériel radioactif est sûr, sécuritaire et efficient et qu'il est conforme aux exigences pertinentes. Il comprend également les vérifications servant à déterminer si le plan d'intervention en cas d'urgence liée au transport est établi de façon appropriée.

Le document décrivant le programme de transport des matières radioactives est énuméré dans le document « *Le système de gestion du nucléaire* » et donc, tel que requis par le permis d'exploitation dans le cas des documents ainsi énumérés, le titulaire de permis doit aviser par écrit la Commission de tout changement aux programmes décrits dans ceux-ci.

1B.5 GENTILLY-2

Le tableau 12 montre les cotes de rendement attribuées en 2010. La cote de rendement « Satisfaisant » a été attribuée à tous les domaines de sûreté et de réglementation (DSR).

Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel à Gentilly-2 en 2010.

Les doses aux travailleurs et aux membres du public ainsi que les rejets dans l'environnement ont été inférieurs aux limites réglementaires.

Hydro-Québec a rapporté les événements selon les exigences du document S-99 et a réalisé des suivis appropriés, en incluant des analyses de causes profondes et en mettant en place des mesures correctives au besoin. Se fondant sur les observations et les évaluations des DSR, le personnel de la CCSN conclut qu'en 2010, la centrale de Gentilly-2 a été exploitée de façon sécuritaire et conformément à son permis d'exploitation.

Hydro-Québec s'est également conformée aux conditions de permis concernant les obligations internationales du Canada en matière de garanties.

Tableau 12 : Cote de rendement de la centrale Gentilly-2 en 2010

Domaines de sûreté et contrôle de réglementation	Cote	Moyenne des centrales
Système de gestion	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA
Rendement en matière d'exploitation	SA	SA
Analyse de sûreté	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA
Radioprotection	SA	SA
Santé et sécurité au travail	SA	SA
Protection de l'environnement	SA	SA
Gestion des urgences et protection contre l'incendie	SA	SA
Cote intégrée de la centrale*	SA	SA
Gestion des déchets*	SA	SA
Sécurité*	Réglementé	Réglementé
Garanties*	SA	SA
Emballage et transport *	SA	SA

* Les domaines « Gestion des déchets », « Sécurité », « Garanties » et « Emballage et transport » ont été exclus de la cote intégrée.

1B.5.1 Système de gestion

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au DSR « Système de gestion » à Gentilly-2 en 2010.

Les résultats des inspections de la CCSN effectuées à Gentilly-2 au cours des quatre dernières années ont démontré que le programme d'assurance qualité d'Hydro-Québec répondait globalement aux exigences de la série de normes CSA N286 (N286.0 à N286.6). Cependant, à cause de l'existence de délais dans la mise en œuvre des mesures correctives, plusieurs questions soulevées au cours d'inspections sont demeurées ouvertes jusqu'à récemment.

À la mi-2010, alors que l'évaluation globale de la mise en œuvre aurait encore résulté en une cote « Inférieur aux attentes », le personnel de la CCSN a demandé qu'Hydro-Québec prenne des mesures pour améliorer le rendement de son programme d'AQ. De plus, en août 2010, le personnel de la CCSN a demandé des explications sur l'incapacité apparente d'Hydro-Québec d'améliorer le rendement de son programme. Hydro-Québec a soumis un plan de redressement pour ce DSR et était en voie de le réaliser en 2010.

De plus, Hydro-Québec a été tenue de corriger des lacunes spécifiques soulevées dans les rapports d'inspection de la CCSN portant sur l'AQ. Cette question a trait à l'inspection du processus d'autoévaluation ainsi qu'à l'entretien, les audits internes et le retour d'expérience en matière d'exploitation. Le personnel de la CCSN conclut que le titulaire a démontré la capacité de régler des lacunes et d'apporter des solutions aux problèmes soulevés.

1B.5.2 Gestion du rendement humain

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au DSR « Gestion du rendement humain » à Gentilly-2 en 2010.

Les résultats d'un examen documentaire effectué au début de 2010, et couvrant trois procédures d'exploitation sur incident (PEI), ont révélé que le titulaire de permis ne se conformait pas pleinement au guide pertinent de rédaction de telles procédures. Hydro-Québec a répondu aux avis d'actions émis par le personnel de la CCSN et s'est engagée à effectuer une révision importante du guide de rédaction des procédures. Le personnel de la CCSN est satisfait des mesures prises et a fermé ce dossier.

Formation

En septembre 2010, Hydro-Québec a soumis un plan d'action révisé et un échéancier à la CCSN pour la mise en œuvre de l'approche systématique à la formation (ASF). Le personnel de la CCSN a examiné ce plan révisé et fait un suivi des progrès réalisés par Hydro-Québec dans sa mise en œuvre.

Examen et accréditation

En 2010, cinq des six candidats ont complété avec succès les examens initiaux d'accréditation. Aucune personne accréditée à Gentilly-2 n'a eu à compléter l'examen de requalification en 2010.

1B.5.3 Rendement en matière d'exploitation

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au DSR « Rendement en matière d'exploitation » à Gentilly-2 en 2010.

Programme d'inspection périodique et programme d'inspection en service

Un programme d'inspection périodique (PIP) et un programme d'inspection en service ont été mis en œuvre à la centrale de Gentilly-2. Le but de ces programmes est d'effectuer des inspections périodiques conformément aux codes et aux normes en vigueur afin de garantir l'intégrité des systèmes et des équipements de la centrale.

En juillet 2010, Hydro-Québec a soumis une nouvelle version du document DR-22, *Programme d'inspection périodique*.

Assurance de la sûreté continue en centrale

Une inspection du système d'alimentation électrique d'urgence (SAEU) effectuée par le personnel de la CCSN avait soulevé le besoin d'un plan d'action de la part d'Hydro-Québec pour assurer la durabilité de ce système. Hydro-Québec a soumis en décembre 2010 un plan d'amélioration que le personnel de la CCSN a jugé acceptable. Le personnel de la CCSN est satisfait de ce plan et fermera ce point à régler une fois que les mesures découlant de l'inspection auront été complétées. L'échéancier prévu pour compléter ces mesures est le 30 juin 2011. Après cette date, le personnel de la CCSN effectuera une inspection en chantier avant de fermer ce dossier.

Programme de mesures correctives et de retour d'expérience en matière d'exploitation

Le personnel de la CCSN a effectué en 2008 un examen documentaire des mesures correctives découlant des événements rapportables conformément au document d'application de la réglementation S-99. On a observé un retard important dans la mise en œuvre des mesures correctives et des délais importants dans la réalisation des analyses d'événement. À la suite de ce constat, le personnel de la CCSN a demandé à Hydro-Québec de fournir des renseignements additionnels sur les mesures prévues pour éviter les retards dans la publication des résultats des analyses d'événement. Hydro-Québec a soumis un plan d'action que le personnel de la CCSN a approuvé. Ce dossier a été fermé en septembre 2010.

Ligne de conduite pour l'exploitation de la centrale

Le personnel d'Hydro-Québec exploite la centrale conformément aux exigences de la ligne de conduite pour l'exploitation (LCE). Il n'y a eu que des déviations mineures à la LCE en 2010. De plus, à des fins d'entretien et afin d'effectuer des réparations à la centrale, Hydro-Québec a correctement documenté et soumis à la CCSN des demandes concernant ces dérogations mineures à la LCE.

Le personnel de la CCSN conclut que le programme lié à la Ligne de conduite pour l'exploitation ainsi que sa mise en œuvre répondent aux exigences réglementaires.

Élaboration des limites d'exploitation sûre

Le secteur de l'énergie nucléaire et la CCSN travaillent depuis plus d'un an à l'élaboration d'exigences relatives aux limites d'exploitation sûre (LES) des centrales nucléaires. L'objectif de l'EES est de développer un ensemble de limites et de conditions de manière à assurer que l'exploitation de la centrale Gentilly-2 est conforme aux analyses de sûreté. Ceci permettra de remplacer les limites d'exploitation retrouvées dans la LCE.

Il y a eu un arrêt imprévu et un RRP à Gentilly-2 en 2010. Il n'y a cependant eu aucun arrêt d'urgence, aucune BCP et aucune défaillance grave de systèmes fonctionnels.

1B.5.4 Analyse de la sûreté

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au DSR « Analyse de la sûreté » à Gentilly-2 en 2010.

Document d'application de la réglementation RD-310, *Analyse de la sûreté pour les centrales nucléaires*

En décembre 2010, Hydro-Québec a soumis une mise à jour du plan de mise en œuvre du document RD-310. Le personnel de la CCSN effectue un examen de la soumission d'Hydro-Québec concurremment avec celles d'autres titulaires de permis. À cette étape, le personnel de la CCSN juge que le progrès dans ce dossier est satisfaisant et conclut qu'il n'a pas d'incidence sur la sûreté de la centrale.

Incidence du vieillissement de la centrale sur les analyses de sûreté

Tel que demandé par le personnel de la CCSN, Hydro-Québec a soumis en 2010 les analyses mises à jour de l'incidence du vieillissement de la centrale. Le personnel de la CCSN a évalué ces analyses et conclu qu'elles couvrent, de manière adéquate, la période d'exploitation jusqu'à l'arrêt planifié de 2011.

Études probabilistes de sûreté

Le personnel de la CCSN a complété sa revue de la méthodologie de l'étude probabiliste de sûreté (EPS) de niveau 1 et l'a jugée acceptable.

Hydro-Québec a soumis l'EPS de niveau 1 pour la centrale de Gentilly-2 en décembre 2010 et le personnel de la CCSN prévoit en compléter l'examen au printemps 2012. Une EPS de niveau 1 est un outil d'analyse qui détermine et quantifie les séquences d'événements hypothétiques pouvant conduire à une perte de l'intégrité structurelle du cœur et à des défaillances de combustible. Ce dossier n'a pas d'incidence sur la sûreté de la centrale, car il traite d'une étude hypothétique.

1B.5.5 Conception matérielle

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au DSR « Conception matérielle » à Gentilly-2 en 2010.

Enveloppes sous pression

Le programme de conception des enveloppes sous pression de la centrale de Gentilly-2 répond aux exigences des normes N285.0 (1995) et B51 (2003). Hydro-Québec a fait part de son intention de se conformer aux exigences de la version 2006 de la nouvelle norme N285.0 lorsqu'elle présentera son nouveau programme relatif aux systèmes et composants sous pression. À la suite de discussions entre le personnel de la CCSN et Hydro-Québec, le titulaire de permis a indiqué qu'il prévoit faire approuver la révision du programme de contrôle de la qualité des systèmes et composants sous pression d'ici le 31 décembre 2011, et compléter sa mise en œuvre d'ici juin 2012. Cet échéancier est acceptable pour le personnel de la CCSN et il n'a pas d'incidence sur la sûreté de la centrale.

1B.5.6 Aptitude fonctionnelle

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au DSR « Aptitude fonctionnelle » à Gentilly-2 en 2010. Le personnel de la CCSN n'a pas d'inquiétude majeure concernant le rendement du titulaire de permis dans ce DSR et va continuer à faire le suivi des questions toujours ouvertes, mais qui n'ont que peu d'incidence sur la sûreté de la centrale.

Entretien

Le personnel de la CCSN a observé un bon niveau de conformité aux lignes directrices de la centrale de Gentilly-2 concernant l'approbation des travaux et conclut que le programme d'entretien répond aux exigences réglementaires. Il continuera de surveiller la mise en œuvre des procédures ainsi que le retard accumulé au chapitre des travaux d'entretien.

Gestion des arrêts

Le personnel de la CCSN a effectué des inspections de l'évaluation des pratiques opérationnelles et a noté des bonnes pratiques aux chapitres de la gestion de l'état d'arrêt garanti ainsi que du respect des exigences en matière de santé et sécurité au travail (non radiologique). Des non-conformités ont été observées au niveau de la communication pendant l'arrêt planifié de 2009. Hydro-Québec a soumis des plans d'action au début de 2010. Le personnel de la CCSN a effectué la revue de ces plans et fermé le sujet en fin d'année 2010. Au cours de 2010 une amélioration a été notée au niveau de la communication, de la gestion des incidents, des pratiques de radioprotection, de l'adhérence aux procédures et des pratiques d'entreposage de charges combustibles, par rapport aux années antérieures. L'inspection, réalisée lors de l'arrêt planifié en 2010, n'a pas révélé de lacunes majeures.

Le personnel de la CCSN conclut que le programme de gestion des arrêts et sa mise en œuvre répondent aux exigences réglementaires.

Intégrité structurale

Tuyaux d'alimentation

Lors de l'arrêt au printemps 2010, Hydro-Québec a procédé à une campagne d'inspection des tuyaux d'alimentation. Quelque 220 tuyaux d'alimentation côté sud et 221 tuyaux d'alimentation côté nord ont été inspectés sans trouver de défauts. Le personnel de la CCSN est satisfait des résultats de cette campagne d'inspection et de ceux de plusieurs campagnes précédentes et estime que les tuyaux d'alimentation sont aptes au service jusqu'en avril 2012. Pour poursuivre l'exploitation au-delà de cette période, Hydro-Québec devra extraire le tuyau d'alimentation C17, effectuer des inspections additionnelles ou obtenir l'accord de la CCSN sur de nouvelles mesures pour tenir compte des résultats de la dernière inspection.

Générateurs de vapeur

La dernière inspection visuelle du côté secondaire des générateurs de vapeur a eu lieu au printemps 2005. Cette dernière inspection programmée avait donné des résultats satisfaisants. Le personnel de la CCSN a accepté de prolonger de 18 mois l'intervalle de cinq ans prévu par la norme N285.4 pour l'inspection visuelle du côté secondaire. Compte tenu de cette dérogation, Hydro-Québec a jusqu'à décembre 2011 pour effectuer les inspections visuelles du côté secondaire ou faire une demande pour obtenir une nouvelle dérogation.

Canaux de combustible

Hydro-Québec a soumis récemment son plan d'exploitation qui tiendra compte de tous les mécanismes de vieillissement et des limites d'exploitation des canaux de combustible dans les soumissions à suivre, en conformité avec les normes en vigueur.

Norme CSA N287.7, Exigences relatives à la mise à l'essai et à la vérification en cours d'exploitation des enceintes de confinement en béton des centrales nucléaires CANDU

Afin de s'assurer que l'enveloppe de confinement de la centrale nucléaire demeure apte à remplir ses fonctions, le titulaire de permis doit se conformer à la norme CSA N287.7, qui traite des inspections périodiques de cette enveloppe et de tous ses composants, tels que le système de précontrainte, les murs, poutres et colonnes, le dôme, le calfeutrage, le revêtement intérieur et la fondation.

Dans le cadre du renouvellement du permis d'exploitation de la centrale, le personnel de la CCSN a entamé le dialogue avec Hydro-Québec sur l'établissement d'un programme d'inspection périodique qui satisfera aux exigences de la norme N287.7 (2008) et sur la production et la mise en œuvre d'un plan de gestion de la pérennité des structures en béton de l'enveloppe de confinement.

Il convient de souligner que la norme N287.7 ne figure pas dans le permis actuel mais sera incluse dans le prochain permis d'exploitation de Gentilly-2.

Afin de promouvoir l'application de la norme CSA N287.7, une inspection a été effectuée à la fin de mars 2010, celle-ci révélant plusieurs opportunités d'amélioration. Le personnel de la CCSN a constaté qu'Hydro-Québec ne procède pas à toutes les inspections des composants de l'enveloppe de confinement requises par la norme.

Norme CSA N285.4, *Inspection périodique des composants des centrales CANDU*

Afin de s'assurer que les structures de l'enveloppe de confinement de la centrale nucléaire sont aptes à remplir leurs fonctions, Hydro-Québec doit effectuer, conformément à la norme CSA N285.4, des inspections périodiques régulières des principaux composants de la centrale tels que les composants des systèmes de sûreté et du CCP (tuyaux d'alimentation, canaux de combustible, générateurs de vapeur, etc.).

Hydro-Québec a utilisé la norme CSA N285.4 pour l'élaboration et la mise en œuvre de son programme d'inspection périodique des principaux composants de la centrale. Ce programme d'inspection périodique lui a permis d'apporter les correctifs nécessaires pour maintenir ces composants en bon état et de démontrer adéquatement l'aptitude fonctionnelle continue de ceux-ci.

Par le passé, Hydro-Québec a eu des difficultés à satisfaire certaines des échéances et exigences stipulées dans la norme CSA N285.4.

Dans la plupart des cas, Hydro-Québec avait attribué ces difficultés à sa méconnaissance du caractère réglementaire de la norme CSA N285.4; à son interprétation erronée de la norme CSA N285.4 et à son partage incomplet des rôles et responsabilités relatifs à cette norme. Le document DR-22, *Programme d'inspection périodique* à la centrale de Gentilly-2 devait être révisé pour respecter les exigences de la nouvelle version de la norme CSA N285.4 et pour mieux définir les structures organisationnelles, rôles et responsabilités relatifs à cette norme. En juillet 2010, Hydro-Québec a présenté à la CCSN une version d'une mise à jour du programme décrit dans le DR-22.

Fiabilité

Fiabilité des systèmes importants pour la sûreté

La fiabilité des systèmes importants pour la sûreté est rapportée sur une base annuelle dans les rapports sur la fiabilité soumis conformément aux exigences du document d'application de la réglementation S-99. À la suite de l'évaluation du rapport sur la fiabilité de Gentilly-2, le personnel de la CCSN conclut que la fiabilité des systèmes importants pour la sûreté répondait aux exigences réglementaires.

Le programme de fiabilité à Gentilly-2 est organisé et maintenu à jour de manière adéquate. Le personnel de la CCSN estime que ce programme de fiabilité répond aux exigences réglementaires et est donc satisfaisant.

Qualification environnementale de l'équipement

En 2010, un rapport de suivi concernant la qualification environnementale (QE) à Gentilly-2 a été soumis en réponse à des lacunes qui n'avaient cependant pas d'incidence

sur l'exploitation de la centrale. L'implantation du programme QE à la centrale de Gentilly-2 se fait lentement car plusieurs équipements nécessitent la qualification environnementale. L'intégrité du programme à Gentilly-2 est assurée et le rendement du programme est considéré satisfaisant.

1B.5.7 Radioprotection

La cote « Satisfaisant » a de nouveau été attribuée au DSR « Radioprotection » à Gentilly-2 en 2010.

Encadrement en matière de radioprotection

Hydro-Québec a mis à jour ou complété en 2010 tous les documents reliés à la mise en œuvre de son programme de radioprotection et soumis de nouvelles révisions de deux documents d'encadrement, le DR-46, *Programme de radioprotection* et la PI-22-01-02 *Seuils d'intervention et limites administratives en radioprotection* à la CCSN pour approbation. Le personnel de la CCSN a approuvé récemment le document PI-22-01-02 et a fourni ses commentaires sur le DR-46 en mars 2011.

Inspections

En 2008 et 2009, le personnel de la CCSN a effectué des inspections de conformité du programme de radioprotection portant sur le contrôle de la contamination, l'instrumentation et l'équipement de radioprotection ainsi que sur le programme de protection respiratoire. Lors des inspections effectuées, le personnel de la CCSN a décelé des points nécessitant des améliorations et a pris des mesures d'application pour signaler les lacunes notées, auxquelles Hydro-Québec a répondu par des plans de mesures et des mesures correctives appropriés. Ces mesures correctives continueront à faire l'objet d'un suivi par le personnel de la CCSN jusqu'à la fermeture des mesures d'application.

Le personnel de la CCSN a également inspecté en décembre 2009 des éléments du programme tels que :

- l'organisation et l'administration de la radioprotection
- la qualification et le rendement des employés en radioprotection
- la qualification et le rendement des membres du personnel de radioprotection
- l'exposition au rayonnement et le contrôle des doses
- les déchets radioactifs solides et le transport de matières radioactives
- le contrôle de la contamination radioactive

Cette inspection a également abordé le programme de radioprotection à l'égard du projet de réfection de la centrale Gentilly-2. Le personnel de la CCSN a relevé des points forts au niveau de l'implication de la direction et du personnel dans les pratiques de radioprotection, et au niveau de l'organisation et de l'administration du programme de radioprotection. Les domaines de la documentation, des processus et de la formation, pour lesquels des mesures d'applications et des recommandations ont été émises, nécessitent cependant des améliorations.

Hydro-Québec et la CCSN ont convenu d'un échéancier de mise en œuvre des mesures requises pour fermer les questions encore ouvertes.

À la lumière des résultats des inspections, le personnel de la CCSN juge que le programme de radioprotection à la centrale de Gentilly-2 satisfait aux exigences réglementaires.

Contrôle de l'exposition au rayonnement

En 2010, il n'y a pas eu d'exposition de travailleurs au rayonnement qui ont dépassé les limites réglementaires ou la limite administrative établie par Hydro-Québec à Gentilly-2 (limite de dose individuelle cumulée de 20 mSv/an).

Le programme de radioprotection à Gentilly-2 maintient les doses collectives au niveau le plus bas qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre (ALARA).

Diverses stratégies d'application du principe ALARA sont en place pour réduire les risques de contamination et minimiser les doses aux travailleurs. Le cadre du programme ALARA est défini et des initiatives ALARA sont mises en application visant à réduire les risques de contamination, par exemple en assurant la propreté des salles en zone accessible dans le bâtiment du réacteur, en diminuant l'exposition au tritium au moyen de l'ingénierie, en installant des barrières de protection lorsque nécessaire et en améliorant le rendement des personnes pour prévenir les expositions non planifiées.

L'information sur les risques radiologiques est utilisée lors de la planification et l'exécution des travaux sous rayonnement, lors de la délimitation des chantiers radiologiques ainsi que lors de l'identification des zones et des conditions nécessitant le port de dosimètres.

Les données sur les doses reçues à Gentilly-2 en 2010 se trouvent à l'annexe F.

Plan d'action en radioprotection

Le personnel de la CCSN a continué de faire en 2010 le suivi de la mise en œuvre du plan d'action élaboré par Hydro-Québec en 2006. Il comporte des mesures sur l'amélioration de la communication des attentes, du suivi en radioprotection et de l'encadrement des activités de radioprotection, le renforcement des observations, la révision des procédures de radioprotection et la mise en place d'une équipe d'amélioration des pratiques de travail. Le personnel de la CCSN a observé que les mesures d'amélioration apportées jusqu'ici au programme de radioprotection permettent une mise en œuvre efficace de bonnes pratiques en matière de sûreté radiologique.

1B.5.8 Santé et sécurité au travail

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au DSR « Santé et sécurité au travail » à Gentilly-2 en 2010.

Lors d'une inspection du programme de protection des voies respiratoires en 2009, le personnel de la CCSN a observé que les exigences n'étaient pas toutes respectées à

Gentilly-2 et que plusieurs activités du programme n'étaient pas encore documentées. Hydro-Québec a pris des mesures pour régler ces non-conformités. Les documents décrivant le programme de protection des voies respiratoires ont été soumis et ont été évalués par le personnel de la CCSN.

Plus tard, au cours d'inspections en chantier en 2010, le personnel a trouvé que le niveau de conformité relatif au port des équipements individuels de protection était adéquat.

Taux de gravité des accidents

En 2010, le taux de gravité des accidents (voir la définition à la section 1A.8) était de 8,44, ce qui correspond à la moyenne des centrales nucléaires canadiennes. Bien que les huit accidents de la période entraînant une perte de temps ou nécessitant une assignation temporaire ne fussent pas graves, la situation est à surveiller.

Dans l'ensemble, le personnel de la CCSN note néanmoins une amélioration du rendement du programme de santé et sécurité au travail, entre autres à cause d'une meilleure gestion de ce programme.

1B.5.9 Protection de l'environnement

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au DSR « Protection de l'environnement » à Gentilly-2 en 2010.

Système de gestion environnementale

Le personnel de la CCSN a effectué un audit du système de gestion environnementale en mars 2006. Cet audit a décelé des non-conformités. Le risque de ces non-conformités a été jugé mineur par le personnel de la CCSN. Hydro-Québec a complété les mesures requises et a soumis l'information appuyant la demande de fermeture du dossier en décembre 2010. Le personnel de la CCSN a évalué la demande et fermé le dossier en février 2011.

Programme de surveillance radiologique des effluents et de l'environnement

Le rendement du programme de surveillance radiologique des effluents est évalué en vérifiant la dose au public et la conformité des rejets d'effluents radioactifs gazeux et liquides dans l'environnement. En 2010, les rejets sont demeurés en dessous des limites réglementaires et des seuils d'intervention.

Limites opérationnelles dérivées

En attendant la soumission d'un nouveau document sur les limites opérationnelles dérivées (LOD) conforme à la norme CSA N288.1-08, il a été décidé d'un accord commun d'utiliser des LOD temporaires. Hydro-Québec a soumis ces LOD en octobre 2010 et elles ont été jugées acceptables par le personnel de la CCSN. Hydro-Québec a soumis en décembre 2010 les valeurs des nouvelles LOD conformes à la norme CSA N288.1-08 et la méthode de calcul qu'elle a utilisée en janvier 2011. Le personnel de la CCSN a approuvé les nouvelles LOD et fermé le dossier en 2011. Notons que les rejets dus à l'exploitation de la centrale se situent bien en deçà de ces

limites, la situation actuelle et la situation intérimaire étant donc sécuritaires pour la population et l'environnement.

Rejets accidentels

Conformément à la norme d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires*, les titulaires de permis déclarent les rejets imprévus dans l'environnement de substances réglementées nucléaires ou dangereuses. Quelques déversements non radioactifs (huile, antigel) ont eu lieu en 2010. Ces déversements étaient liés à l'exploitation de la centrale nucléaire. Dans chacun des cas, le titulaire de permis est intervenu adéquatement et il n'y a pas eu d'effets sur l'environnement à signaler.

Le personnel de la CCSN a jugé que le programme de protection de l'environnement à Gentilly-2 est satisfaisant. Les rejets de radionucléides dans les effluents gazeux et liquides sont demeurés inférieurs aux limites opérationnelles dérivées et la dose de 1,0 µSv au public est bien en deçà de la limite de dose de 1 000 µSv.

1B.5.10 Gestion des situations d'urgence et protection contre les incendies

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au DSR « Gestion des situations d'urgence et protection contre les incendies » à Gentilly-2 en 2010.

Gestion des situations d'urgence

Hydro-Québec a pris les mesures nécessaires pour corriger les points soulevés lors des inspections de la CCSN dans le cadre de son propre programme de gestion du plan des mesures d'urgence. Il en résulte que la préparation aux situations d'urgence radiologique et l'efficacité des interventions dans de tels cas demeurent pleinement satisfaisantes à Gentilly-2.

Protection contre l'incendie

Les inspections de conformité, les revues d'événements et les examens documentaires effectués en 2010 ont révélé des lacunes dans le programme de protection contre l'incendie. Hydro-Québec s'est engagée à effectuer une analyse approfondie afin de cerner et corriger les écarts entre les exigences réglementaires et son programme. Le personnel de la CCSN constate qu'Hydro-Québec a mis en place des mesures compensatoires et préventives et a fourni un échéancier des travaux qui devront être complétés d'ici la fin de 2012.

Le personnel de la CCSN a conclu que le programme de protection contre l'incendie en vigueur à la centrale de Gentilly-2 n'est plus à jour et doit être révisé afin de satisfaire aux exigences de la norme N293-07, recommandant que cette norme soit incorporée au prochain permis d'exploitation. Le personnel de la CCSN juge cependant que les lacunes du programme de protection contre l'incendie ne présentent pas présentement un risque indu pour les travailleurs, le public, la sûreté de la centrale et l'environnement.

Brigade incendie industrielle

La vérification du rendement de la brigade incendie industrielle effectuée par le personnel de la CCSN en 2009 a révélé des lacunes au niveau de ses interventions, et les observations faites indiquent que le rendement de cette brigade doit être amélioré.

Dans un plan d'action soumis en mars 2010, Hydro-Québec s'est engagée à compléter les mesures correctives requises. Le personnel de la CCSN continuera de faire un suivi de ce dossier jusqu'à ce que les mesures correctives requises soient apportées.

1B.5.11 Gestion des déchets

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au DSR « Gestion des déchets » à Gentilly-2 en 2010.

En 2010, le personnel de la CCSN a effectué deux inspections de conformité de l'installation de déchets. Quoique des améliorations doivent être apportées à la gestion de l'instrumentation de mesure du rayonnement, ceci ne compromet pas la santé et la sécurité des personnes, car des procédures alternatives sont toujours en vigueur.

Les doses de rayonnement reçues par le personnel d'Hydro-Québec à Gentilly-2 lors des activités liées à ce DSR n'ont pas dépassé les limites de dose réglementaires.

Conformément aux conditions de son permis d'exploitation de l'installation de déchets, Hydro-Québec a déposé les avis de construction et les rapports de mise en service pour examen et approbation par la CCSN. Le titulaire de permis soumet également un bilan annuel des activités de construction pour examen par le personnel de la CCSN.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection à l'installation de déchets qui a mené à une directive au sujet de l'accès à la zone radiologique de l'aire de stockage des déchets radioactifs. Les conclusions sont qu'Hydro-Québec a pris des mesures acceptables pour corriger la situation.

1B.5.12 Sécurité

L'évaluation du rendement dans ce DSR est présentée à la Commission dans un document aux commissaires séparé (CMD 11-M46.A).

1B.5.13 Garanties

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au DSR « Garanties » à Gentilly-2 en 2010.

Le domaine de sûreté et de réglementation « Garanties » à Gentilly-2 répondait aux exigences et attentes de la CCSN en matière de rendement en 2010. Le rendement de la centrale a changé légèrement, mais ceci n'a pas entraîné une baisse de la cote attribuée au rendement dans ce DSR en comparaison à l'année dernière. Hydro-Québec a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions du permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du TNP.

Du 6 au 9 juillet 2010, l'AIEA a effectué une vérification du stock physique à Gentilly-2 afin de s'assurer qu'aucun détournement de matières nucléaires n'avait eu lieu, de déceler toute tentative d'altération du système de confinement et de surveillance mis en place par l'AIEA et de confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et les exploitants des centrales nucléaires. L'inspection a été effectuée en présence de membres du personnel de la CCSN qui ont examiné l'aide apportée aux inspecteurs de l'AIEA par le personnel de la centrale, incluant les guides et l'équipement fournis, la disponibilité de l'information relative à la comptabilisation et aux documents à l'appui et la conformité de la centrale aux conditions du permis en matière de garanties se rapportant à l'inspection. Le personnel de la CCSN a aussi examiné la conformité de l'AIEA à ses droits et obligations relatifs à l'inspection. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

Le personnel de la CCSN a surveillé l'installation d'équipements de l'AIEA servant à la mise en œuvre d'une approche intégrée en matière de garanties concernant le transfert du combustible usé à l'installation de stockage à sec. Bien que des retards aient eu lieu, la majorité des activités de transfert du combustible ont été complétées conformément à la nouvelle approche en matière de garanties. Le personnel de la CCSN continuera à surveiller les améliorations apportées en 2011 à la mise en œuvre du programme des garanties à Gentilly-2.

1B.5.14 Emballage et transport

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au DSR « Emballage et transport » à Gentilly-2 en 2010.

Ce domaine comprend l'emballage et le transport des substances nucléaires, y compris la conception, la production, l'utilisation, l'inspection, l'entretien et la réparation de l'emballage et des colis, ainsi que la préparation, l'envoi, la manutention, le chargement, l'acheminement, le stockage en cours de transport, la réception au point de destination finale et le déchargement des colis.

Le personnel de la CCSN a évalué le rendement du titulaire de permis dans ce domaine en examinant les procédures d'envoi ainsi que les rapports trimestriels soumis afin de permettre la vérification de la conformité au *RETSN*.

1B.6 POINT LEPREAU

Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a poursuivi en 2010 les activités de réfection de la centrale Point Lepreau. Par conséquent, la centrale n'était pas en exploitation et il n'a pas été possible d'attribuer une cote au rendement dans certains domaines spécifiques. La fin des activités de réfection approchant et le redémarrage étant prévu en 2012, on a évalué en 2010 certains des domaines qui ne l'avaient pas été, ou pour lesquels une cote de rendement n'avait pas été attribuée en 2009 à cause des activités de réfection.

Le personnel de la CCSN a poursuivi en 2010 ses examens, ses inspections et sa surveillance des activités d'Énergie NB liées à la réfection de la centrale, tout en effectuant de manière continue une évaluation du rendement du titulaire de permis dans d'autres domaines dont, entre autres, la radioprotection, les rejets dans l'environnement, la sécurité au travail, la sécurité et le respect des obligations internationales.

Le tableau 13 présente les cotes de rendement en matière de sûreté de la centrale Point Lepreau pour l'année 2010. À l'exception du domaine « Gestion des urgences et protection contre l'incendie » auquel la cote « Inférieur aux attentes » a été attribuée, tous les autres DSR auxquels une cote de rendement a été attribuée ont reçu la cote « Satisfaisant ». Tout comme pour l'année 2009, la cote intégrée de la centrale Point Lepreau pour l'année 2010 est « Satisfaisant ».

En 2010, aucun travailleur ou membre du public n'a reçu une dose dépassant les limites de dose réglementaires et les rejets dans l'environnement ont été inférieurs aux limites réglementaires et aux seuils d'intervention en vigueur à la centrale.

Table 13 : Cote de rendement de la centrale Point Lepreau pour l'année 2010

Domaines de sûreté et de réglementation	Cote de rendement	Moyenne des centrales
Système de gestion	SA	SA
Rendement du rendement humain	SA	SA
Rendement en matière d'exploitation	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA
Radioprotection	SA	SA
Santé et sécurité au travail	SA	SA
Protection de l'environnement	SA	SA
Gestion des urgences et protection contre l'incendie	IA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA

Domaines de sûreté et de réglementation	Cote de rendement	Moyenne des centrales
Gestion des déchets*	SA	SA
Sécurité*	Réglementé	Réglementé
Garanties*	SA	SA
Emballage et transport*	SA	SA

* Les domaines « Gestion des déchets », « Sécurité », « Garanties » et « Emballage et transport » n'ont pas été tenus en compte pour déterminer la cote intégrée de rendement.

1B.6.1 Système de gestion

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans ce DRS à Point Lepreau pour l'année 2010.

La centrale Point Lepreau étant toujours à l'arrêt, le contenu du présent rapport portant sur le DSR « Système de gestion » reflète les activités en matière d'assurance de la qualité (AQ) relatives à la réfection. La surveillance des activités de réfection effectuée par la CCSN n'a pas révélé de lacunes du système de gestion en place pour le redémarrage de la centrale.

Énergie NB a élaboré et mis en œuvre un programme d'AQ conformément aux exigences de la série de normes en matière d'AQ de la norme CSA N286 s'appliquant à l'exploitation de la centrale. On a également appliqué ce programme aux activités de réfection. Le permis d'exploitation de la centrale Point Lepreau a été renouvelé dernièrement pour une période d'un an, la date d'expiration étant le 30 juin 2012. La mise en œuvre par le titulaire de permis de la plus récente version de la norme CSA N286-05, *Exigences relatives aux systèmes de gestion des centrales nucléaires*, sera une condition du renouvellement du permis d'exploitation en 2012.

En 2010, Énergie NB a apporté des changements à son organisation pour se préparer à faire la transition de la phase réfection à la phase exploitation. L'examen de ces changements organisationnels par le personnel de la CCSN n'a révélé aucune lacune.

Au cours des trois dernières années, alors que la réfection était en cours, l'importance accordée aux activités normales de surveillance et d'examen du rendement en matière d'exploitation à la centrale avait diminué. La mise en œuvre du programme de mesures correctives et du programme d'autoévaluation a été difficile à cause de la charge de travail imposé par le projet de réfection. En préparation au redémarrage, Énergie NB est en voie de mettre ces programmes pleinement en œuvre.

1B.6.2 Gestion du rendement humain

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Gestion du rendement humain » à la centrale Point Lepreau pour l'année 2010.

Afin de réduire le risque d'erreurs humaines dues à la fatigue, les titulaires de permis limitent le nombre d'heures pendant lesquelles un employé peut travailler. Lors d'une inspection effectuée en 2006, le personnel de la CCSN avait décelé des lacunes du processus d'Énergie NB relatif aux heures de travail. Cette dernière a pris des mesures afin de s'assurer que les non conformités aux procédures en matière d'heures de travail sont réduites au minimum et documentées. Des exemptions aux exigences en matière d'heures de travail ont été accordées, conformément à la procédure à ce sujet. Le personnel de la CCSN continuera de surveiller au cours de l'exercice financier 2011-2012 les progrès réalisés par Énergie NB dans ses efforts pour améliorer la conformité à ces exigences.

L'administration des examens d'accréditation à la centrale Point Lepreau est satisfaisante. Aux fins de l'accréditation initiale des travailleurs, ces examens répondaient aux exigences minimales.

On s'attend à ce qu'une méthode conforme à l'approche systématique à la formation (ASF) soit utilisée en matière de formation. Bien qu'Énergie NB ait en place un système fondé sur l'ASF et qu'elle l'ait mis en œuvre de façon adéquate dans le cas du personnel de conduite des activités, le personnel de la CCSN a observé au cours d'exercices et d'examens documentaires que ce système n'est pas appliqué de façon efficace pour d'autres groupes d'employés. D'autres lacunes, observées lors d'une inspection par le personnel de la CCSN d'exercices de la brigade incendie et de l'équipe d'intervention en cas d'urgence tenus en 2010, indiquent que le rendement dans le domaine formation du personnel à la centrale Point Lepreau est inférieur aux attentes.

En 2010, deux des trois candidats à la centrale Point Lepreau ont complété avec succès les examens initiaux d'accréditation. De plus, huit des dix candidats ont réussi les tests de requalification en 2010.

1B.6.3 Rendement en matière d'exploitation

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans ce DRS à Point Lepreau pour l'année 2010.

La centrale est demeurée à l'arrêt alors que les travaux de réfection se poursuivaient. L'arrêt a duré toute l'année afin de pouvoir remplacer des TF du réacteur et compléter des travaux d'amélioration d'autres systèmes. Le combustible ayant été retiré du cœur et des composants du réacteur ayant été enlevés, les champs de rayonnement externe étaient passablement plus faibles. L'eau des deux systèmes à eau lourde ayant été vidée et transférée à des réservoirs de stockage, les concentrations de tritium dans l'air étaient

également faibles, sauf à proximité de l'endroit où l'eau lourde est entreposée. Les niveaux de contamination avaient aussi diminué considérablement.

Au cours de l'année, le personnel de la CCSN au site a effectué des activités de surveillance et de suivi, des tournées d'inspection et des vérifications de l'installation et de la mise en service de modifications et de mises à niveau.

1B.6.4 Analyse de la sûreté

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Analyse de la sûreté » à la centrale Point Lepreau pour l'année 2010.

Énergie NB a réalisé des progrès adéquats à la centrale Point Lepreau en matière d'analyse de la sûreté des activités de réfection en cours et en ce qui a trait à un certain nombre de programmes ou de sujets dans ce domaine faisant présentement l'objet de travaux, dont la conformité au document d'application de la réglementation S-294, *Étude probabiliste de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires*, le programme d'amélioration des analyses de la sûreté, les limites d'exploitation sûre et l'incidence du vieillissement sur l'analyse de la sûreté.

Le rapport de sûreté a été mis à jour et le personnel de la CCSN l'a accepté. La nouvelle version sera incorporée au permis lorsque celui-ci sera modifié en 2011.

1B.6.5 Conception matérielle

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans ce DSR à la centrale Point Lepreau pour l'année 2010.

Plusieurs améliorations ont été apportées à la conception dans le cadre du projet de réfection de la centrale Point Lepreau visant à prolonger de 25 à 30 ans la durée de vie de celle-ci. L'activité principale pendant l'arrêt à des fins de réfection, le remplacement des TF, consiste à remplacer tous les 380 assemblages de canaux de combustible, les tubes de calandre ainsi que les tuyaux d'alimentation d'entrée et de sortie à la longueur, des embouts jusqu'aux collecteurs. De plus, ce projet comportait des réparations, des remplacements, des inspections et des mises à niveau ainsi que d'autres activités courantes d'exploitation et d'entretien. Les améliorations apportées à la sûreté comprennent l'addition d'un système de filtration pour la salle de commande principale, afin de protéger l'alimentation en air de cette salle en cas d'un rejet accidentel de matière radioactive suite à un accident grave, ainsi que des améliorations à la couverture des paramètres de déclenchement des systèmes d'arrêt d'urgence 1 et 2 dans les cas d'événements mettant en cause le modérateur, soit une fuite, une perte de circulation ou une perte de refroidissement.

À la suite d'exams de la QE de l'équipement effectués par le personnel de la CCSN, celui-ci a émis des recommandations au personnel d'Énergie NB et demandé des documents additionnels à des fins d'examen. Énergie NB a réglé ou présenté un plan pour résoudre les points à régler qui avaient été soulevés au cours d'une inspection.

Le programme global de référence en matière de gestion de la configuration a été mis en œuvre, mais on a dénoté certaines lacunes d'activités à l'appui de cette gestion, dont un manque de similitude entre les documents de conception et l'état physique actuel de la centrale. Ce programme nécessite le soutien continu d'autres processus en place comme le contrôle des modifications techniques, la surveillance du rendement, l'entretien, la gestion du vieillissement et la prise de mesures correctives. Cependant, aucun problème d'importance n'a été décelé.

Des examens ont été effectués afin de déterminer si les facteurs humains avaient été tenus en compte adéquatement dans les activités de conception de l'installation de gestion des déchets radioactifs solides et dans les activités de suivi concernant la validation du caractère adéquat des outils qui ont servi au remplacement des TF. Des activités de suivi ont également été effectuées en relation à l'incorporation des facteurs humains à la conception. Le personnel de la CCSN reconnaît que des progrès ont été réalisés, mais des domaines spécifiques nécessitent toujours des améliorations en matière d'intégration des facteurs humains aux activités de conception, dont ceux de la vérification et de la validation ainsi que celui de la surveillance des entrepreneurs fournissant des services dans ce domaine. Des activités additionnelles de suivi seront effectuées en 2011.

1B.6.6 Aptitude fonctionnelle

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Aptitude fonctionnelle » à la centrale Point Lepreau pour l'année 2010.

La centrale Point Lepreau est en réfection depuis 2008. Elle est la première centrale au Canada où les documents relatifs au PIP ont été mis à jour pour se conformer à la norme N285.4-09. À la suite d'un examen initial de ces documents, la CCSN a demandé à Énergie NB de régler des lacunes avant l'acceptation finale. Il est prévu que le programme révisé sera mis en œuvre avant le redémarrage qui suivra l'arrêt à des fins de réfection.

Le programme en place à la centrale Point Lepreau pour se conformer à la norme CSA N285.5-90 est acceptable et les inspections périodiques des composants de l'enveloppe de confinement ont été effectuées et rapportées de façon satisfaisante, conformément à la norme CSA N285.5 et au document S-99 respectivement. Dans le cadre du renouvellement de son permis, Énergie NB fera la transition vers la dernière version de cette norme de la CSA.

À la fin de 2009, dans le cadre du projet de réfection, le personnel d'Énergie NB a soumis le rapport de l'évaluation technique portant sur la délamination de la poutre circulaire dans le bâtiment du réacteur de la centrale Point Lepreau. À la suite d'une évaluation de ce problème de délamination, le personnel de la CCSN a décidé d'initier une mesure pour faire le suivi des questions liées à cette poutre circulaire et a demandé à Énergie NB de soumettre un PIP répondant aux exigences de la norme CSA N287.7-08,

de même qu'un programme de gestion du vieillissement de l'équipement du bâtiment du réacteur.

En mars 2010, Énergie NB a soumis à la CCSN pour examen, son programme de gestion du vieillissement, incluant le PIP s'appliquant au bâtiment du réacteur. Le personnel de la CCSN a subséquemment soumis à Énergie NB les résultats de son évaluation préliminaire du document décrivant ce programme et ce PIP. Il est prévu qu'Énergie NB finalisera le document décrivant les programmes de gestion du vieillissement et d'inspection périodique du bâtiment du réacteur et le soumettra à la CCSN pour examen et acceptation.

Le personnel de la CCSN a effectué en octobre 2010 une évaluation des inspections et travaux de réparation en cours relativement à la poutre circulaire et au bâtiment du réacteur à la centrale Point Lepreau. Les observations découlant de cette évaluation ont été communiquées à Énergie NB, incluant six points à régler pour lesquels une solution devrait être apportée dans le cadre des travaux de réfection présentement en cours.

1B.6.7 Radioprotection

La cote « Satisfaisant » a de nouveau été attribuée au rendement dans le domaine « Radioprotection » à la centrale Point Lepreau pour l'année 2010.

Se fondant sur l'évaluation des observations qu'il a accumulées sur ce domaine, le personnel de la CCSN estime que la protection de la santé et de la sécurité des personnes contre le rayonnement ionisant offerte par Énergie NB à ses installations était adéquate.

Les données sur les doses reçues à la centrale Point Lepreau en 2010 se trouvent à l'annexe F. Il n'y a pas eu en 2010 d'exposition au rayonnement des travailleurs à la centrale Point Lepreau qui ont dépassé les limites réglementaires ou les seuils d'intervention en vigueur à la centrale.

En juillet 2010, Énergie NB a informé le personnel de la CCSN qu'un outil contaminé, scellé et emballé, avait été transféré par inadvertance à un entrepôt hors site. Bien que la contamination ait été confinée en tout temps, la contamination libre à l'intérieur de l'emballage dépassait une limite de contrôle de la contamination qu'on retrouve dans le programme de radioprotection d'Énergie NB. Cette dernière a déterminé que cette condition dépassait un seuil d'intervention et l'a rapportée à la CCSN à ce titre. Énergie NB a immédiatement pris des mesures pour s'assurer que les membres du public étaient protégés. Il n'y a pas eu de dispersion de la contamination ou d'exposition à un membre du public suite à cet incident. Le personnel de la CCSN juge qu'Énergie NB a effectué une enquête de suivi appropriée et mis en œuvre des mesures correctives adéquates.

Il avait été signalé dans le rapport 2009 sur les centrales nucléaires que des améliorations étaient requises à la centrale Point Lepreau pour que les mesures du corps entier servant à confirmer les doses des travailleurs et à maintenir les registres des doses puissent être

effectuées de façon efficace. Le personnel de la CCSN a surveillé de près l'efficacité des mesures correctives mises en œuvre par Énergie NB et juge que les lacunes en cause ont été éliminées.

Énergie NB a continué en 2010 d'être proactive face au risque que présente la contamination alpha et a pris des mesures pour protéger ses travailleurs. Ces mesures ont été mises en œuvre de façon efficace tout au long de l'année 2010.

1B.6.8 Santé et sécurité au travail

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le domaine « Santé et sécurité au travail » à la centrale Point Lepreau pour l'année 2010.

L'organisation Travail sécuritaire NB³ a effectué de façon régulière des inspections au site de la centrale Point Lepreau depuis que l'arrêt à des fins de réfection a débuté. En 2010, les inspecteurs de la CCSN ont participé à la majorité de ces inspections et ont assisté aux réunions hebdomadaires organisées par Énergie NB pour discuter de la sécurité du personnel des entrepreneurs.

Quelques cas isolés de lacune au chapitre de la tenue des lieux ont été répertoriés au cours de l'année. Des inspections effectuées par la suite ont révélé que ces lacunes avaient été réglées et que des mesures avaient été prises afin d'empêcher qu'elles ne se réapparaissent. Les travailleurs se conforment aux exigences relatives au port de l'équipement de protection personnelle.

En 2010, le taux de gravité des accidents rapporté dans le cas de la centrale Point Lepreau (voir la définition à la section 1A.8) était de 38,96, ce qui est considérablement plus élevé que le taux de 5,90 rapporté pour l'année 2009. Un employé d'un entrepreneur a été blessé par un composant d'un échafaudage alors qu'il travaillait à le démanteler et deux travailleurs se sont blessés au dos, l'un alors qu'il déverrouillait une porte et l'autre alors qu'il rangeait des outils dans un sac. Trois employés ont subi des blessures après avoir trébuché, glissé ou s'être foulé la cheville en s'entraînant. Quatre employés ont été assignés à des travaux légers suite à des blessures.

3 Travail sécuritaire NB veille à la mise en œuvre et l'application de la Loi sur l'hygiène et la sécurité au travail, de la Loi sur les accidents de travail et de la Loi sur la Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents de travail du Nouveau-Brunswick.

1B.6.9 Protection de l'environnement

La cote « Satisfaisant » a de nouveau été attribuée au rendement du domaine « Protection de l'environnement » à la centrale Point Lepreau pour l'année 2010.

Les résultats de la mise en œuvre du système de gestion environnemental pour l'année 2010 sont similaires à ceux de l'année précédente. La mise en œuvre du programme de surveillance de l'environnement se poursuit au site pendant les travaux de réfection, les doses prévues pour le public et les rejets étant maintenus à des niveaux bas. En 2010, on a rapporté une dose au public de 0,2 µSv, ce qui est bien inférieur à la limite de dose du public de 1 000 µSv. Les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides sont demeurés considérablement inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement.

1B.6.10 Gestion des urgences et protection contre l'incendie

De bons progrès ont été réalisés à la centrale Point Lepreau relativement à la mise en œuvre de modifications à la conception de la protection contre l'incendie et aux essais de celle-ci. Cependant la cote de rendement du DSR « Gestion des urgences et protection contre l'incendie » a été abaissée à « Inférieur aux attentes ». Des lacunes observées aux chapitres de la gestion des urgences et des interventions en cas d'urgence ont fait contreponds au bon rendement au chapitre de la mise en œuvre de modifications prévues à la conception de la protection contre l'incendie.

Lors d'exercices de la brigade incendie et de l'équipe d'intervention en cas d'urgence tenus en octobre 2010, le personnel de la CCSN a effectué une inspection de la capacité de l'équipe d'intervention en cas d'urgence à la centrale Point Lepreau. Il a conclu qu'Énergie NB ne répondait pas aux attentes et il lui a par conséquent demandé :

- d'améliorer le comportement, le rendement et les compétences de l'équipe d'intervention en cas d'urgence en matière de lutte contre les incendies
- de s'assurer que la formation des membres et des chefs de l'équipe d'intervention en cas d'urgence est conforme à l'approche systématique à la formation (voir la section 1B.6.2)
- de rendre obligatoire la tenue d'exercices réalistes et représentatifs portant sur les dangers et les risques à la centrale Point Lepreau

Cependant, Énergie NB répond aux attentes de la phase I du projet de conception et d'installation d'améliorations de la protection contre l'incendie et travaille de façon à pouvoir régler des problèmes dans le cadre de la phase II. Les deux phases de l'échéancier d'Énergie NB visant à apporter des améliorations à la conception de la protection contre l'incendie se rapportent à des modifications qui sont requises soit avant le redémarrage du réacteur ou pendant l'arrêt à des fins de réfection (phase I) ou soit après le redémarrage (phase II).

Les modifications de la phase I sont celles visant à régler des problèmes de non-conformité de la conception et comprennent des améliorations au réseau d'avertisseur

d'incendie, aux sorties d'évacuation des bâtiments et au système de suppression des incendies. Ayant examiné et inspecté les modifications apportées, le personnel de la CCSN reconnaît les progrès réalisés jusqu'à maintenant, mais on s'attend à ce qu'Énergie NB respecte l'échéancier de la phase I relatif à la mise en place des modifications à la protection contre l'incendie.

Les modifications prévues à la phase II ont trait à des lacunes liées à l'analyse des risques d'incendie et aux essais du système de suppression des incendies et elles ont également pour but d'apporter une aide à l'équipe d'intervention en cas d'urgence pour surmonter les défis auxquels elle fait face présentement. Un suivi de la mise en œuvre de ces modifications est effectué à l'aide d'un point à régler ouvert par la CCSN à cet effet et qui est revu périodiquement.

ÉnergieNB applique présentement des mesures de compensation provisoires afin d'accroître l'efficacité de la protection contre l'incendie et de gérer les risques résiduels jusqu'à ce que toutes les modifications prévues puissent être pleinement mises en place et en service et que tous les problèmes relatifs à l'équipe d'intervention en cas d'urgence soient réglés. Le personnel de la CCSN vérifie l'efficacité de ces mesures. L'atteinte d'un rendement satisfaisant dans ce DSR est un pré-requis pour la remise en service du réacteur.

1B.6.11 Gestion des déchets

La cote « Satisfaisant » a été attribuée au rendement dans le DSR « Gestion des déchets » à la centrale Point Lepreau pour l'année 2010.

Le permis d'Énergie NB couvre l'installation de gestion des déchets radioactifs solides. Le site de cette installation n'est pas adjacent au site du réacteur et les déchets doivent donc être transportés sur une courte distance en suivant un chemin privé. La surveillance des activités de transfert des déchets est assurée par le personnel de la CCSN en poste au site et des membres de sa Division des déchets et du déclassement.

Le plan préliminaire de déclassement de la centrale Point Lepreau répond aux exigences du document d'orientation de la CCSN G-219, *Les plans de déclassement des activités autorisées*. Il devra être mis à jour à la fin du projet de réfection.

1B.6.12 Sécurité

La cote de rendement dans ce DSR est présentée au tribunal de la Commission dans un document aux commissaires séparé (CMD 11-M46.A).

1B.6.13 Garanties

Le rendement dans le DSR « Garanties » à la centrale Point Lepreau répondait aux exigences de la CCSN et aux objectifs fixés pour l'année 2010 et la cote « Satisfaisant » lui a été attribuée.

Il y a eu un léger changement du rendement à cette centrale, mais ceci n'a pas entraîné une modification de la cote attribuée au rendement dans ce DSR en comparaison à l'année dernière. Énergie NB a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions de son permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du TNP.

L'AIEA n'a pas arrêté son choix sur la centrale Point Lepreau pour effectuer une vérification du stock physique en 2010. Faute d'une telle vérification, la CCSN a effectué une évaluation du programme de prise d'inventaire physique afin de fournir à l'AIEA l'assurance que le niveau de préparation de l'installation aurait été adéquat si elle avait été choisie pour une vérification du stock physique. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

Les inspecteurs de l'AIEA ont entrepris en septembre une inspection aléatoire sur court préavis à la centrale Point Lepreau, mais ils n'ont pu avoir accès à la plus grande partie du combustible neuf parce qu'il n'était pas possible de faire entrer le chariot élévateur dans la salle contenant ce combustible, à cause d'échafaudages se trouvant dans le corridor donnant accès à cette salle. Ni la CCSN, ni l'AIEA n'avait été informée à l'avance des difficultés d'accès au nouveau combustible à cause de la présence d'échafaudages. Les inspecteurs de l'AIEA ont dû effectuer une autre visite pour compléter l'inspection. On a rappelé au personnel de la centrale Point Lepreau que toute situation ou tout incident pouvant entraver les activités en matière de garanties doit être signalé immédiatement à la CCSN et à l'AIEA. Bien que le défaut d'avoir averti n'ait pas eu une incidence importante sur la cote de rendement pour l'année 2010, le personnel de la CCSN surveillera de près la conformité en 2011.

1B.6.14 Emballage et transport

Le rendement dans le DSR « Emballage et transport » à la centrale Point Lepreau répondait aux exigences et attentes du personnel de la CCSN. La cote « Satisfaisant » a donc été attribuée au rendement dans ce DSR à la centrale Point Lepreau pour l'année 2010.

Ce DSR comprend la surveillance de l'emballage et le transport des substances nucléaires. Toutes les étapes du processus sont couverts, y compris l'emballage des substances ainsi que l'envoi, la manutention, le chargement, l'acheminement, le stockage en cours de transport, la réception au point de destination final et le déchargement des colis. La conception, la production, l'utilisation, l'inspection, l'entretien et la réparation des colis font l'objet de normes.

Le personnel de la CCSN au site a évalué le rendement du titulaire de permis dans ce domaine en examinant les procédures d'envoi ainsi que les rapports trimestriels soumis afin de permettre la vérification de la conformité au *RETSN*.

PARTIE 2 – DÉVELOPPEMENTS ET QUESTIONS EN MATIÈRE DE RÉGLEMENTATION

La partie 2 du présent rapport donne des informations détaillées sur différents développements et questions en matière de réglementation dont :

- la délivrance de permis
 - les modifications aux permis
 - les révisions MCP
 - les progrès réalisés quant aux engagements pris en matière de délivrance de permis
- une mise à jour sur des projets et initiatives d'importance
- une mise à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Pour tenir compte de la complexité de plusieurs questions en matière de réglementation et du fait qu'elles sont continuellement en évolution, l'information dans la présente partie est aussi à jour que le permet l'échéancier de préparation du rapport sur les centrales nucléaires. Ainsi, la période de référence pour la partie II couvre de janvier 2010 à avril 2011.

La CCSN a émis deux directives réglementaires de nature générique au cours de la période de référence. Celles-ci sont décrites ci-après et, le cas échéant, des renseignements additionnels sont fournis dans les sections de la partie II spécifiques aux centrales.

Programme de surveillance de la contamination alpha

Se fondant sur des informations préliminaires reçues par la CCSN en 2010, il semble que des travailleurs préposés à la manutention du combustible et à l'entretien, et possiblement d'autres travailleurs, pourraient avoir été exposés au rayonnement alpha. En juin 2010, en vertu du paragraphe 12(2) du *RGSRN*, la CCSN a demandé aux titulaires de permis ce qui suit :

- d'effectuer des mesures d'échantillon afin de définir et caractériser le risque lié à la présence de contamination alpha à leurs centrales
- de mettre en œuvre des mesures de contrôle du travail de sorte à diminuer la possibilité d'exposition à la contamination alpha des travailleurs préposés à la manutention du combustible à leurs centrales
- rehausser les exigences de leurs programmes de radioprotection ayant trait à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha, selon les besoins (ces exigences doivent tenir compte des meilleures pratiques actuelles du secteur nucléaire et de l'OPEX)

Le personnel de la CCSN a conclu en juillet 2010 que les plans proposés par les titulaires de permis de centrale nucléaire pour effectuer les mesures demandées étaient acceptables. Le personnel de la CCSN estime que les titulaires de permis complèteront en temps opportun les mesures d'échantillon requises pour définir et caractériser le risque ainsi que

l'analyse pour déterminer les écarts entre la situation désirée et les mesures actuelles de contrôle du travail.

Leçons tirées du séisme et du tsunami au Japon

Le 17 mars 2011, en réponse aux événements survenus au Japon, le personnel de la CCSN a fait parvenir une requête aux titulaires de permis des installations nucléaires importantes au Canada leur demandant, en vertu du paragraphe 12(2) du *RGSRN*, de prendre à leurs installations des mesures particulières, y compris :

- d'examiner les leçons initiales tirées du séisme au Japon et de revoir les dossiers de sûreté des centrales nucléaires, plus particulièrement le concept fondamental de défense en profondeur, en portant une attention particulière :
 - aux risques externes comme les tremblements de terre, les inondations, les incendies et les phénomènes météorologiques extrêmes
 - aux mesures visant à prévenir les accidents graves et à atténuer leurs conséquences
 - à la préparation aux situations d'urgence
- de soumettre un rapport sur les plans de mise en œuvre de mesures, à court et à long terme, pour éliminer tout écart important

Tous les titulaires de permis ont réagi initialement de façon appropriée, soumettant leurs plans et échéanciers pour répondre à la demande de la CCSN. Ils ont conclu que le dossier de sûreté global demeurerait solide. Le personnel de la CCSN a de plus effectué une série de tournées d'inspection à chaque centrale afin de confirmer cela.

Au-delà de ces efforts, les titulaires de permis travaillent assidûment à trouver des améliorations possibles. Ils ont également commencé à accélérer la mise en œuvre de programmes qui procureront des avantages à court terme, particulièrement en ce qui a trait à la gestion des accidents graves et à la préparation aux situations d'urgence.

Groupe de travail de la CCSN

La CCSN a formé un groupe de travail pour évaluer et documenter les répercussions opérationnelles, techniques et réglementaires de l'événement nucléaire survenu au Japon en 2011 sur les centrales nucléaires au Canada. Plus précisément, il examinera les éventualités prévues par les titulaires de permis dans le fondement de la conception des centrales nucléaires (événements déclencheurs) ainsi que les différents points tenus en compte pour les cas hors dimensionnement (marge de sûreté disponible, diversité, redondance, intégrité des barrières, séparation physique). Il est prévu que l'ébauche d'un rapport sera disponible le 27 juillet 2011 et que le rapport final le sera le 7 octobre 2011.

Réaction des titulaires de permis

La réponse de chacun des titulaires de permis à la demande de la CCSN est décrite dans les paragraphes qui suivent.

Ontario Power Generation

OPG a fourni sa réponse initiale le 28 mars 2011, s'engageant à fournir des renseignements additionnels avant le 29 avril 2011.

OPG a confirmé le 28 avril 2011 qu'elle avait complété une revue préliminaire de ses dossiers de sûreté et que le risque lié à l'exploitation des centrales demeure à un niveau assez faible pour être acceptable. OPG a cerné des domaines nécessitant d'être étudiés et suivis de façon plus approfondie et fournira une mise à jour avant le 28 mai 2011. Ces domaines couvrent les activités de vérification aux centrales, les lignes directrices en matière de gestion des accidents graves, l'atténuation des risques liés à l'hydrogène, les événements externes et des questions se rapportant à la piscine de stockage du combustible usé.

Bruce Power

Bruce Power a fourni sa réponse initiale le 22 mars 2011, s'engageant à examiner le caractère adéquat des mesures prises pour gérer la situation en cas d'un événement hors dimensionnement et à prendre les mesures requises pour éliminer tout écart. Bruce Power soumettra un rapport d'ici le 28 juillet 2011.

Hydro-Québec

Hydro-Québec a fourni sa réponse initiale le 28 mars 2011, s'engageant à examiner les événements externes et sa capacité à atténuer les effets des accidents hors dimensionnement. Hydro-Québec proposera au besoin des mesures correctives dans un rapport final à la fin de juillet 2011.

Énergie Nouveau-Brunswick

Énergie NB a fourni sa réponse initiale le 28 mars 2011, faisant remarquer que des examens approfondis de la gestion des accidents graves, de même que la mise en œuvre des modifications de la conception connexes, avaient déjà été complétés. Énergie NB s'est engagée à examiner l'état de préparation de ses programmes et de ses systèmes à la lumière des événements survenus au Japon et de soumettre un rapport d'étape avant le 29 avril 2011.

Se fondant sur sa revue préliminaire du dossier de sûreté, Énergie NB a confirmé le 28 avril 2011 que le risque lié à l'exploitation de la centrale Point Lepreau continue d'être très faible. Énergie NB s'est engagée à apporter des améliorations qui font déjà partie du cadre global du projet de réfection, dont le travail relatif à l'installation de nouvelles conceptions, aux tournées d'inspection des systèmes en centrale et à l'application de lignes directrices en matière de gestion des accidents graves. Énergie NB s'est également engagée à fournir des lignes directrices additionnelles afin de s'assurer que les piscines de stockage de combustible usé sont refroidies adéquatement et d'améliorer les procédures d'urgence actuelles en cas de phénomène météorologique

violent, particulièrement en cas d'un avertissement d'un tsunami. Énergie NB fournira un autre rapport de mise à jour le 15 septembre 2011.

Sommaire

Le personnel de la CCSN a observé que tous les titulaires de permis se sont conformés aux exigences réglementaires prescrites, en vertu du paragraphe 12(2) du *RGSRN*, dans la requête du 17 mars 2011 suite aux événements survenus à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, soit de soumettre un examen détaillé des leçons tirées de ces événements. Les réponses d'OPG et d'Énergie NB du 28 avril 2011 procurent un haut niveau de confiance que les risques liés à l'exploitation de leurs centrales demeurent très faibles. Le personnel de la CCSN estime également que la mise en œuvre de programmes de gestion des accidents graves, qui comprend des modifications de la conception telle l'installation de recombineurs d'hydrogène de type autocatalytique passif, va réduire davantage le risque potentiel.

2.1 BRUCE-A et BRUCE-B

2.1.1 Permis

Les PERP des centrales Bruce-A et Bruce-B ont été renouvelés en octobre 2009 pour une période de 5 ans (du 1^{er} novembre 2009 au 31 octobre 2014). Aucune modification n'a été apportée aux PERP des centrales Bruce-A et Bruce-B depuis leur renouvellement en 2009.

Modifications au permis

Aucune modification n'a été apportée aux PERP des centrales Bruce-A et Bruce-B au cours de la période de référence.

Révisions du manuel des conditions du permis

Deux révisions du manuel des conditions du permis (MCP) des centrales Bruce-A et Bruce-B ont été effectuées en 2010 et elles ont été approuvées par le directeur général de la Direction de la réglementation des centrales nucléaires. La majorité des modifications étaient soit de nature administrative, des changements mineurs des dates auxquelles le titulaire de permis devait être en conformité ou des éclaircissements. Les modifications les plus importantes apportées aux MCP et s'appliquant aux deux centrales se trouvent au tableau 14 et celles particulières aux centrales Bruce-A et Bruce-B se trouvent respectivement aux tableaux 15 et 16.

Tableau 14 : Modifications apportées aux MCP des centrales Bruce-A et Bruce B

Section	Description de la modification	Date d'approbation	N° de la rév. du MCP	Nature* de la révision
3.3	L'addition d'un préambule et d'un critère de vérification de la conformité (CVC) pour la condition 3.3 du permis relative au but des limites de la puissance du réacteur	27 août 2010	1	A
5.3	L'addition d'un préambule et d'un critère de vérification de la conformité (CVC) pour la condition 5.3 du permis relative aux modifications de la conception du combustible ou de la composition de celui-ci présentement en usage.	27 août 2010	1	A
5.6	Nouvelles dates pour la soumission des mises à jour des documents de la protection contre l'incendie conformément à la norme CSA N293-07	27 août 2010	1	A
6.1	L'addition de la nécessité d'obtenir l'approbation du personnel de la CCSN avant de pouvoir appliquer des exigences révisées pour les essais de pression en fonctionnement	27 août 2010	1	T

Section	Description de la modification	Date d'approbation	N° de la rév. du MCP	Nature* de la révision
6.2	Révision de la section du CVC portant sur l'agence d'inspection autorisée relativement à l'acceptation par la CCSN de changements ou de déviations aux exigences de la norme CSA N285.0 ou à d'autres codes ou normes auxquels on fait référence dans la présente.	27 août 2010	1	A
1.8	L'addition d'un préambule à la condition 1.8 du permis concernant une surveillance réglementaire adéquate.	27 août 2010	1	A
1.10	L'addition d'un préambule et d'un CVC pour la condition 1.10 du permis relative aux situations de conflit ou de manque d'uniformité.	27 août 2010	1	A
2.1	Les références au document S-99 concernant les rapports au sujet des limites d'heures de travail ont été biffées.	27 août 2010	1	A
2.2	L'addition d'un préambule et d'un CVC pour la condition 2.2 du permis relative à la présence d'un nombre suffisant de travailleurs qualifiés pour effectuer les activités faisant l'objet du permis de manière sûre et sécuritaire et conformément à la loi, les règlements et le permis.	27 août 2010	1	A
2.4	L'addition d'un préambule et d'un CVC pour la condition 2.4 du permis relative aux postes du personnel accrédité.	27 août 2010	1	A
2.5	L'addition d'un préambule et d'un CVC pour la condition 2.5 du permis relative à l'autorité et aux responsabilités des personnes occupant des postes nécessitant une accréditation.	27 août 2010	1	A
10.2	L'addition d'un préambule et d'un CVC pour la condition 10.2 du permis relative à l'objectif de cette condition du permis dans le cas de la force d'intervention nucléaire sur le site.	27 août 2010	1	A
10.3	L'addition d'un préambule et d'un CVC pour la condition 10.3 du permis relative à l'objectif de cette condition du permis dans le cas des certificats attestant des aptitudes médicales, physiques et psychologiques des agents de sécurité nucléaire.	27 août 2010	1	A
5.1	L'addition des rapports de l'analyse finale de sûreté des centrales Bruce-A et Bruce-B à la liste des documents contrôlés (LDC).	27 août 2010	1	A
2.1	Élimination de la période de grâce de 4 heures dans le cas des non-conformités aux exigences relatives à l'effectif minimal par quart.	23 décembre 2010	2	T
2.3	Révision du préambule et du CVC ayant trait aux exigences relatives aux tests écrits de requalification.	23 décembre 2010	2	T
5.5	Révision des dates pour l'étude probabiliste de sûreté de la centrale Bruce-A	23 décembre 2010	2	A

* Révision de nature administrative (A) ou technique (T)

Tableau 15 : Modifications apportées au MCP de la centrale Bruce-A

Section	Description de la modification	Date d'approbation	N° de la rév. du MCP	Nature* de la révision
13.2	L'addition à la liste des documents contrôlés (LDC) des documents suivants portant sur le retour en service des tranches 1 et 2 : Plan intégré de mise en œuvre de Bruce Power, la révision 00 avec mises à jour du <i>Rapport global de l'évaluation des tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire Bruce-A et plan intégré de mise en œuvre à cette centrale</i> , et la révision 001 du <i>Plan de retour en service de Bruce Power PMC.6.3.004, stratégie de remise en service de la centrale Bruce-A</i> .	27 août 2010	1	A
LDC	Mises à jour suivantes à la LDC : Condition 2.1 du permis : les procédures de Bruce Power DIV-OPA-00001, <i>Effectif de la centrale par quart – Bruce-A</i> , et BP-PROC-00005, <i>Limites d'heures de travail</i> ; condition 3.1 du permis : La ligne de conduite pour l'exploitation de Bruce Power, BP-OPP-00002, <i>Ligne de conduite pour l'exploitation – Bruce-A</i> ; condition 5.1 du permis : le programme de Bruce Power BP-PROG-10.01 <i>Gestion du fondement de la conception de la centrale</i> .	23 décembre 2010	2	A

* Révision de nature administrative (A) ou technique (T)

Tableau 16 : Modifications apportées au MCP de la centrale Bruce-B

Section	Description de la modification	Date d'approbation	N° de la rév. du MCP	Nature* de la révision
LDC	Mises à jour suivantes à la LDC : Condition 2.1 du permis : la procédure de Bruce Power BP-PROC-00005, <i>Limites d'heures de travail</i> ; condition 5.1 du permis : le programme de Bruce Power BP-PROG-10.01 <i>Gestion du fondement de la conception de la centrale</i> ; condition 13.1 du permis : la procédure de Bruce Power BP-PROC-00003, <i>Manutention du cobalt</i> .	23 décembre 2010	2	A
4.3	Révision du CVC relatif à la structure principale de l'enveloppe de confinement à la centrale Bruce-B	23 décembre 2010	2	T
13.1	Révision du préambule relatif à la manutention du cobalt.	23 décembre 2010	2	A

* Révision de nature administrative (A) ou technique (T)

En plus des modifications décrites aux tableaux 14 à 16, d'autres ont été apportées au niveau de la forme (p. ex. corrections des références, harmonisation des PERP, mises à jour des numéros des révisions, corrections des titres et d'erreurs d'orthographe). L'ensemble des modifications apportées aux MCP n'ont pas entraîné un changement non autorisé de leur portée et celles-ci demeurent toujours à l'intérieur des limites des permis.

Progrès réalisés au chapitre des engagements pris dans le cadre du permis

Programme d'évaluation environnementale à la centrale Bruce-A

Bruce Power a effectué plusieurs des activités prévues au programme de suivi relatif à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, ceci étant une condition du permis. Ces activités comprenaient la mise en œuvre d'un programme de surveillance à long terme du grand corégone, en collaboration avec des parties intéressées.

Les activités de suivi du programme de surveillance relatif à l'évaluation environnementale se poursuivent à la centrale Bruce-A conformément aux plans approuvés par la CCSN. Le personnel de la CCSN a reçu en 2010 les rapports couvrant la deuxième année (2008) et la troisième année (2009) de ce programme. Le ministère des Ressources naturelles de l'Ontario a entré dans une base de données spéciale l'information provenant d'un sondage au sujet de la pêche de l'achigan à la ligne. Le ministère a également fourni à Bruce Power les résultats de ses analyses afin qu'ils servent à la conception d'un sondage similaire en 2010.

Consultation des groupes autochtones

Dans le cadre du programme d'évaluation environnementale à Bruce-A, Bruce Power et la bande de la nation des Ojibway Saugeen coopèrent à l'élaboration d'un programme de recherche pour répondre aux inquiétudes de cette Nation qui subsistent concernant les études de l'écologie du grand corégone. La CCSN continue de répondre aux inquiétudes des Premières Nations et des Métis de la région de Bruce au sujet des projets nucléaires et désire travailler conjointement avec différents groupes autochtones pour s'assurer que la réglementation de l'énergie et des matériaux nucléaires au site de Bruce est sûre, sécuritaire et efficace.

2.1.2 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance

Prolongement de la durée de vie utile des tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A

Les travaux de réfection se sont poursuivis au cours de 2010. Les principaux travaux de l'année comprenaient :

- l'installation des canaux de combustible de la tranche 2 (complétée)
- l'installation des tuyaux d'alimentation de la tranche 2 (en cours)
- l'installation des canaux de combustible de la tranche 1 (en cours)
- la mise en service de l'usine de reconcentration de l'eau lourde (complétée)
- la mise en service des systèmes d'eau de service (complétée)

L'échéancier final de Bruce Power prévoit que le chargement du combustible (point d'arrêt nécessitant une approbation de l'organisme de réglementation) aura lieu à la tranche 2 en mai 2011, et à la tranche 1 en août 2011.

Pour effectuer le redémarrage de chacun des réacteurs, les autres points d'arrêt sont :

- le rechargement du combustible
- la sortie de l'état d'arrêt garanti (EAG) et l'approche à la criticité qui suit
- l'augmentation de la puissance au-delà de 50 % de la pleine puissance

Prolongement de la durée de vie des tranches 3 et 4 de la centrale Bruce-A et de la centrale Bruce-B

Les plans d'une réfection possible des tranches 3 et 4 de la centrale Bruce-A et des tranches 5 et 8 de la centrale Bruce-B font présentement l'objet de discussions.

Bruce Power étudie la possibilité de remplacer l'ensemble calandre/réservoir de blindage lors de la réfection des tranches 3 et 4. Le remplacement de cet ensemble constituerait une première pour le secteur nucléaire puisque jusqu'à maintenant, on a remplacé des composants particuliers dans le cadre des projets de réfection. La CCSN reconnaît les bénéfices possibles en matière de sûreté de remplacer cet ensemble, y compris une diminution des expositions au rayonnement des travailleurs ainsi qu'un meilleur contrôle de la qualité de la fabrication d'un tel ensemble. Le personnel de la CCSN estime que le remplacement de cet ensemble constitue un changement majeur par rapport aux projets de réfection proposés auparavant et qu'il n'est pas de même nature que le remplacement clair et net, semblable pour semblable, d'un des composants. Face à cette situation, la CCSN s'attend à ce que Bruce Power démontre que l'approche proposée est conforme aux exigences du document d'application de la réglementation RD-360, *Prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires*. Plus particulièrement, Bruce Power devrait évaluer le remplacement de cet ensemble en fonction des normes modernes afin de pouvoir déterminer les modifications pratiques et raisonnables qui devraient être apportées afin d'améliorer la sûreté.

2.1.3 Mise à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Événement lié à la présence de contamination alpha à la tranche 1 de la centrale Bruce-A

En novembre 2009, on a décelé à la tranche 1 de la centrale Bruce-A des niveaux élevés de contamination atmosphérique associés aux activités en cours dans le cadre du projet de redémarrage. Une analyse a confirmé la présence de contamination alpha. Bruce Power a rapporté l'événement à la CCSN en janvier 2010, alors que l'estimation préliminaire des doses aux travailleurs laissait présager qu'un seuil d'intervention avait été dépassé. L'événement a été rapporté au tribunal de la Commission en février 2010 par l'entremise du document CMD 10-M13.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection et a conclu que Bruce Power avait pris des mesures appropriées pour confiner la contamination et protéger la santé et la sécurité des travailleurs. Bruce Power poursuit son enquête de suivi concernant cet événement. Les mesures et les résultats de la surveillance suivants ont été rapportés avant la fin de la période de référence :

- Bruce Power a mis sur pied un comité pour examiner l'ampleur du problème et revoir le cas de tous les travailleurs exposés
- trois des travailleurs exposés lors de l'événement mettant en cause de la contamination alpha ont reçu des doses variant entre 5 et 10 mSv; les résultats pour les autres 554 travailleurs indiquaient des doses inférieures à 5 mSv
- aucun travailleur n'a reçu une dose supérieure à la limite annuelle de dose prescrite dans le *Règlement sur la radioprotection*, soit 50 mSv
- des appareils d'échantillonnage de l'air installés aux tranches 1 et 2 surveillent la présence de contamination alpha; tous les résultats jusqu'à maintenant indiquent que, dans l'air à l'extérieur des zones de l'enveloppe de confinement, il n'y a pas eu de contamination alpha à un niveau détectable

La contamination alpha était entièrement confinée à l'intérieur de la tranche 1 de la centrale Bruce-A et ceci n'a entraîné aucun risque pour le public ou pour l'environnement.

Restauration de la marge de sûreté dans les cas d'APRP majeure

Bruce Power a complété avec succès la mise en œuvre du projet de réajustement du cœur de toutes les tranches à la centrale Bruce-B afin de permettre une augmentation de la puissance normale d'exploitation de 90 % à 93 % de la pleine puissance. La puissance des tranches aux centrales Bruce-A et Bruce-B demeurera inférieure à la pleine puissance (92,5 % à Bruce-A et 93 % à Bruce-B) pour s'assurer que des marges de sûreté adéquates sont maintenues.

Demande de permis de transport de générateurs de vapeur déclassés

Le 1^{er} avril 2010, la CCSN a reçu de Bruce Power une demande de permis concernant une proposition de transporter par navire 16 générateurs de vapeur déclassés à l'automne 2010, en empruntant les Grands Lacs et la Voie maritime du Saint-Laurent à destination de la Suède à des fins de recyclage.

La demande de Bruce Power pour un permis de transport a fait l'objet d'un examen technique formel de la part du personnel de la CCSN qui a conclu que cette proposition de transport ne présentait aucun problème d'importance en matière de sûreté. On a déterminé que cette demande comportait un faible risque et la décision aurait normalement été prise par un fonctionnaire désigné de la CCSN. Cependant, compte tenu des inquiétudes du public et des bénéfices de s'assurer que l'importance de cette activité est bien comprise et que des renseignements justes en matière de risque, de santé et de sécurité sont présentés, le fonctionnaire désigné a demandé que le tribunal de la Commission examine la demande lors d'une audience publique. Cette dernière a eu lieu à Ottawa les 28 et 29 septembre 2010.

Le 4 février 2011, le tribunal de la Commission a annoncé sa décision de délivrer un permis et un certificat de transport à Bruce Power pour le transport de 16 générateurs de vapeur déclassés vers la Suède. Le permis est valable pour une période d'un an, soit du 4 février 2011 au 3 février 2012.

Une demande a été déposée auprès de la Cour fédérale du Canada en 2011 afin d'obtenir une révision judiciaire de la décision du tribunal de la Commission de délivrer à Bruce Power un permis de transport de générateurs de vapeur déclassés vers la Suède. Cependant, en attendant une décision de la Cour fédérale, la Commission maintient sa décision et elle demeure en vigueur.

La CCSN a tenu le public informé du processus de traitement de cette demande de permis par des mises à jour sous forme de bulletins d'information et a fait des présentations à ce sujet au Conseil de ville d'Owen Sound, à des représentants de la ville de Montréal et au Conseil Mohawk d'Akwesasne avant que le tribunal de la Commission ne prenne sa décision. Après la décision du tribunal, une présentation technique a été diffusée sur le Web à l'intention des médias afin de leur procurer les renseignements généraux pertinents et les données scientifiques qui ont servi de fondement à la décision.

On a conclu, après une évaluation approfondie de la question du transport des générateurs de vapeur déclassés et des activités de suivi, qu'il avait été démontré que ce transport ne présentait aucun risque en matière de sûreté.

Tenant compte des projets de réfection envisagés, les demandes de permis de transporter des composants de centrale nucléaire déclassés, comme des générateurs de vapeur, d'une centrale nucléaire vers d'autres endroits à des fins de traitement, peuvent devenir une question émergente pour la CCSN.

2.2 DARLINGTON

2.2.1 Permis

Le PERP de la centrale Darlington a été renouvelé en février 2008 pour une période de 5 ans (du 1^{er} mars 2008 au 28 février 2013). Quatorze modifications ont été apportées au PERP de la centrale Darlington depuis son renouvellement en 2008, cinq d'entre elles l'ayant été au cours de la période de référence. Le PERP de la centrale Darlington n'a pas encore été renouvelé suivant le nouveau contenu de ces permis.

Modifications au permis

Le permis d'exploitation de la centrale Darlington a été modifié à cinq reprises au cours de la période allant de janvier 2010 à avril 2011. Des renseignements additionnels au sujet de ces modifications se trouvent au tableau 17.

Tableau 17 : Modifications apportées au PERP de la centrale Darlington

N° du PERP – date d'entrée en vigueur	Description de la modification
13.10/2013 – 10 juin 2010	À l'annexe, remplacement de la révision 7 du document N-PROG-AS-0006, « Contrôle des dossiers et des documents » par la révision 8
	À l'annexe B, remplacement de la révision 12 du document N-CHAR-AS-0002 « Système de gestion du nucléaire » par la révision 13. Les versions précédentes de ce document portait le titre suivant : « Attentes du chef de l'exploitation nucléaire ».
13.11/2013 – 10 septembre 2010	Incorporation de dispositions relatives à la transition visant l'application de la norme CSA N285.0-08, 12 ^e mise à jour de la condition 5.1 du permis et de l'annexe F et première mise à jour de la norme CSA N290.13-053 apparaissant à la condition 7.1 du permis.
13.12/2013 – 22 octobre 2010	À l'annexe A, remplacement de la révision 2 du document « Partie 3 du rapport de sûreté – Analyse des accidents » par la révision 3. OPG met à jour le rapport de sûreté tous les trois ans, conformément à la section 6.4.4 du document d'application de la réglementation de la CCSN S-99, <i>Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires</i> .
	À l'annexe B, remplacement de la révision 4 du document N-PROC-AS-0068 « Contrôle des changements organisationnels » par la révision 5.
	Révision des critères, énumérés à l'annexe B, relativement aux qualifications des membres de la force d'intervention nucléaire en matière de manutention des armes à feu.
13.13/2013 – 7 février 2011	À l'annexe B, remplacement de la révision 13 du document N-CHAR-AS-0002 « Système de gestion du nucléaire » par la révision 14.
	À l'annexe B, remplacement de la révision 8 du document D-PROC-OP-0009 « Effectif de la centrale par quart » par la révision 9.
	Remplacement de la révision 4 du document « Rapport sur la sécurité à la centrale nucléaire Darlington – janvier 2010 » par la révision 5.
13.14/2013 – 28 mars 2011	Mise à jour de la condition 3.8 du permis afin de faire référence à la version actuelle du document « Le système de gestion du nucléaire ».

Révisions du manuel des conditions du permis

Il n'y a pas de manuel des conditions du permis (MCP) à la centrale Darlington.

Progrès réalisés au chapitre des engagements pris dans le cadre du permis

Qualification environnementale

Le titulaire de permis a répondu aux exigences en matière de qualification environnementale (QE). Pendant la réalisation des travaux portant sur cette dernière, des modifications substantielles de la QE ont été apportées afin qu'une ligne de défense suffisamment fiable et qualifiée puisse assurer une source froide suite à des bris limitatifs de tuyauterie du côté secondaire ayant le potentiel d'entraîner des conditions environnementales difficiles dans le bâtiment turbine. La stratégie d'une ligne de défense reposant sur les systèmes du groupe 2, y compris le système d'eau de service d'urgence comme source froide à long terme, et appuyée par les sources d'alimentation électrique du groupe 1, a été mise en œuvre. La CCSN a accepté la mise en œuvre de cette stratégie et les exigences en matière de sûreté et de réglementation applicables sont respectées à la centrale Darlington.

Alimentation électrique d'urgence et eau de service d'urgence

En 2006, une inspection de type 1 de l'alimentation électrique d'urgence et de l'eau de service d'urgence effectuée par le personnel de la CCSN à la centrale Darlington avait révélé plusieurs domaines nécessitant des améliorations. De 2007 à 2010, OPG a soumis des mises à jour afin de montrer les progrès continus réalisés dans ces domaines. Le personnel de la CCSN estime que, de façon globale, l'information fournie est adéquate.

2.2.2 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance

Grappes de combustible à 37 éléments modifiées

Le concept du projet d'utilisation de grappes de combustible à 37 éléments modifiées consiste à réduire le diamètre de la tige centrale d'une grappe de combustible tout en laissant les autres caractéristiques de conception des grappes inchangées. Le but de cette modification est de compenser les effets du vieillissement du CCP et rétablir les marges de sûreté prévues à la conception en augmentant la puissance à laquelle l'assèchement des gaines de combustible débute par rapport à celle prévue pour les grappes présentement utilisées.

En mai 2010, le personnel de la CCSN a donné son accord, moyennant certaines conditions, à l'irradiation de grappes de combustible modifiées par OPG à des fins de démonstration, mais celles-ci peuvent être insérées seulement dans deux canaux choisis à cette fin. Le chargement d'un premier canal avec des grappes de combustible modifiées a débuté le 26 mai 2010 et le chargement de l'autre a commencé le 29 juin 2010.

En septembre 2010, OPG a présenté une proposition faisant valoir au personnel de la CCSN qu'il n'était pas nécessaire d'effectuer des manœuvres spéciales de chargement pour s'assurer que les grappes de combustible modifiées seront insérées dans les canaux choisis. De plus, les manœuvres de chargement des canaux choisis auront la priorité dans le calendrier de chargement et le personnel technique surveillerait les mesures du personnel d'exploitation au cours de chacune de ces manœuvres. Le personnel de la CCSN a accepté la proposition en mars 2011.

L'irradiation de grappes modifiées à des fins de démonstration se poursuit toujours et il sera nécessaire d'inspecter les grappes et les canaux une fois qu'elle sera terminée.

Le personnel de la CCSN examine présentement le dossier de sûreté à l'appui du chargement du cœur en entier avec de telles grappes de combustible modifiées.

Réfection et prolongement de la durée de vie

OPG élabore présentement la portée des activités de réfection en vue de prolonger la durée de vie utile de la centrale nucléaire Darlington. Les résultats de l'examen intégré de la sûreté (EIS) et de l'évaluation environnementale (EA) qui sont effectués en vertu d'exigences réglementaires serviront de données d'entrée pour définir la portée. Il est prévu que des arrêts à des fins de réfection débiteront à la fin de 2016, mais ceci est fonction de considérations en matière d'exploitation et de réglementation. Après la réfection, la centrale pourrait être exploitée jusqu'à approximativement 2050. Le personnel de la CCSN a accepté le fondement de l'EIS de la centrale Darlington préparée conformément au document RD-360, *Prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires*.

Gestion du vieillissement

Le personnel d'OPG a participé en janvier 2010 à un atelier de travail du secteur nucléaire sur la gestion du vieillissement des structures en béton de l'enveloppe de confinement afin de discuter de l'approche à suivre pour élaborer un programme de gestion du vieillissement de ces structures. Lors de cet atelier, le personnel de la CCSN a présenté l'ébauche du document d'application de la réglementation de la CCSN RD-334, *Gestion du vieillissement des centrales nucléaires*, afin qu'il soit tenu en compte lors de l'élaboration d'un tel programme.

Projet de gestion de la durée de vie des canaux de combustible

En 2009, Bruce Power, OPG et EACL ont entrepris de façon conjointe un projet exhaustif de recherche et de développement en parallèle au projet de recherche et de développement du COG. En établissant un partenariat pour ce projet d'une durée de 2,5 ans sur la gestion de la durée de vie des canaux de combustible, OPG vise à s'assurer que la poursuite de l'exploitation de ses tranches à la centrale Darlington demeure flexible, en amassant des données critiques sur les questions de vieillissement qui pourraient autrement limiter la durée de vie de ses canaux de combustible. Un protocole décrivant le partage des rôles et responsabilités directeurs entre les titulaires de permis et le personnel de la CCSN a été signé au cours de la période de référence.

Ce projet de recherche et de développement portera sur des phénomènes ayant une incidence sur les mécanismes de dégradation qui limitent la durée de vie des canaux de combustible. Des efforts considérables sont tout particulièrement déployés pour s'assurer que les ressorts d'espacement bien ajustés dans les réacteurs de la centrale Darlington peuvent remplir la fonction pour laquelle ils ont été conçus, notamment de demeurer à la bonne position axiale et supporter les charges en exploitation sans perdre leur intégrité.

Tuyaux d'alimentation

OPG a soumis les résultats détaillés d'une analyse des contraintes ainsi que le rapport détaillé d'une évaluation de l'amincissement des parois afin d'appuyer le prolongement de la durée de vie utile de 13 tuyaux d'alimentation de la tranche 1 à la centrale Darlington. Le personnel de la CCSN accepte les dispositions prévues pour les composants dans le cas des 13 tuyaux d'alimentation de sortie de la tranche 1 et demande qu'une méthode en fonction du risque soit appliquée pour confirmer le taux d'amincissement de la paroi des tuyaux. Une inspection à grande échelle des tuyaux d'alimentation est prévue au printemps 2011 afin de confirmer que l'épaisseur actuelle de la paroi des tuyaux d'alimentation de la tranche 1 est suffisante pour poursuivre l'exploitation jusqu'au prochain arrêt prévu.

Canaux de combustible

OPG a adopté un outil additionnel pour mesurer l'écart entre les tubes de force (TF) et les tubes de calandre (TC) durant les inspections effectuées lors des arrêts. L'information additionnelle obtenue procure une assurance qu'un écart adéquat est maintenu de façon à ce qu'il n'y ait pas contact entre les TF et les TC et ainsi prévenir la formation d'ampoule.

2.2.3 Mise à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Programme de surveillance de la contamination alpha

Le personnel de la CCSN a présenté en août 2010 ses attentes et des critères d'acceptation connexes en ce qui a trait à la mise en œuvre de mesures visant à répondre aux exigences de radioprotection relatives à une surveillance accrue de la contamination alpha fondée sur les meilleures pratiques du secteur nucléaire et l'expérience d'exploitation.

Le personnel de la CCSN a conclu en décembre 2010 qu'OPG avait pris un nombre suffisant de mesures pour protéger les travailleurs des risques associés à la contamination alpha et avait démontré un engagement à apporter des améliorations à son programme de radioprotection en ce qui concerne la surveillance et le contrôle de ces risques.

On continue présentement, à la centrale Darlington, d'appliquer les exigences du programme de radioprotection amélioré.

Soudures entre des métaux différents

À la centrale Darlington, le risque de fissuration, sous contrainte de l'eau du circuit primaire, des soudures entre l'acier au carbone et l'alliage 600 des dispositifs d'écoulement dans les tuyaux d'alimentation de sortie approche la catégorie de risque élevé. L'inspection de ces soudures conformément à la norme CSA N285.4 est cependant difficile à effectuer à cause de la présence de hauts débits de dose et de restrictions d'accès.

OPG a soumis en 2010 des documents décrivant le PIP des canaux de combustible, tuyaux d'alimentation et générateurs de vapeur en guise de mise à jour du plan de gestion stipulant la portée des inspections, l'intervalle entre elles ainsi que les exigences en matière de rapports et de mesures à prendre, etc., relatives à ces composants. En même temps, OPG a demandé d'être exemptée d'effectuer des inspections des soudures entre l'acier au carbone et l'alliage 600 en raison des expositions radiologiques excessives encourues pour effectuer des inspections conformément à la section 3.4.3 de la norme CSA N285.4. Après que les documents eussent été soumis à nouveau, le personnel de la CCSN a conclu que l'évaluation préliminaire de l'incident de fuite avant rupture et le plan de travail prévu connexe étaient acceptables et il a accepté la demande d'exemption d'OPG.

2.3 PICKERING-A

2.3.1 Permis

Le PERP de la centrale Pickering-A a été renouvelé en juin 2010 pour une période de trois ans (du 1^{er} juillet 2010 au 30 juin 2013). Une modification a été apportée au PERP de la centrale Pickering-A depuis son renouvellement en 2010. Le renouvellement du permis en 2013 permettra de faire coïncider les dates d'expiration des PERP des centrales Pickering-A et Pickering-B.

Modifications au permis

Une modification a été apportée au PERP de la centrale Pickering-A au cours de la période allant de son renouvellement le 1^{er} juillet 2010 à la fin de la période de référence pour la partie II du présent rapport, soit avril 2011.

La modification consistait en une révision de la condition 13.2 du permis afin d'y faire référence aux critères relatifs aux qualifications des membres de la force d'intervention nucléaire en matière de manutention des armes à feu.

Révisions du manuel des conditions du permis

Le manuel des conditions du permis (MCP) de la centrale Pickering-A a été révisé à quatre occasions au cours de la période de référence et ces révisions ont été approuvées par le directeur général de la Direction de la réglementation des centrales nucléaires. Les modifications les plus importantes apportées au MCP de cette centrale sont décrites en plus de détails au tableau 18.

Tableau 18 : Modifications apportées au MCP de la centrale Pickering-A au cours de la période de référence de la partie II

Section	Description de la modification	Date d'approbation	N° de la rév. du MCP	Nature* de la révision
3.1.3	Le deuxième paragraphe sous la rubrique « critères de vérification de la conformité » (CVC) a été révisé afin de mieux refléter les pratiques actuelles. Le texte dans le document LCH-PNGSA-R000 laissait croire que le propriétaire du terrain devait être identifié sur le document NK30-D0A-10200-0001 « Plan d'aménagement des bâtiments sur le site », ce qui n'est pas le cas puisqu'il mentionne seulement le morceau de terrain n'appartenant pas à OPG.	19 octobre 2010	1	A
3.3.3	Les CVC ont été révisés pour tenir compte de la fin du projet de mise en état de conservation sûr des tranches 2 et 3.	19 octobre 2010	1	A

Section	Description de la modification	Date d'approbation	N° de la rév. du MCP	Nature* de la révision
3.3.5, 3.3.6, 3.3.7	La terminologie a été changée afin d'éliminer toute confusion parce que le mot « doit » était utilisé dans la formulation des CVC (sections 3.3.6 et 3.3.7) au lieu de l'expression « on s'attend à ce que ».	19 octobre 2010	1	A
3.4.2, 3.4.3	La terminologie a été révisée de façon à éliminer toute ambiguïté au sujet des CVC.	19 octobre 2010	1	A
3.6.2	Les CVC ont été révisés afin de clarifier les attentes de la CCSN en ce que les normes pertinentes de la CSA énumérées dans le préambule (au sujet des modifications à la conception) ne remplacent pas d'autres sections ayant trait aux normes N285 et N293.	19 octobre 2010	1	T
3.6.6	L'annexe D a été ajoutée afin de consigner toute approbation ou tout consentement accordé au titulaire de permis en vertu d'une condition dans le PERP.	19 octobre 2010	1	A
3.6.7	Une clarification a été apportée à l'effet que la fréquence d'effectuer aux deux ans une vérification par des tiers d'un exercice de la brigade incendie industrielle est une exigence de la CCSN et non une provenant de la norme CSA N293-07 (qui est aux trois ans).	19 octobre 2010	1	T
3.7.3, A.1.3	La section relative aux CVC a été réécrite afin de traiter clairement des documents du PIP et de la rendre conforme à la structure des normes de la CSA. Les documents du PIP qui n'apparaissaient pas à la liste des documents contrôlés ont été ajoutés à cette liste.	19 octobre 2010	1	T
3.7.6	Le dernier paragraphe relatif aux CVC a été révisé pour y faire mention des échanges officiels sur les attentes de la CCSN relativement à des programmes acceptables en matière de QE, lesquelles ont été communiquées à OPG en 2003 et que cette dernière s'est engagée à respecter en 2004.	19 octobre 2010	1	A
3.10.2, 3.10.4	Un astérisque a été ajouté à la mention « à déterminer » dans la colonne « date d'entrée en vigueur » de la liste des documents contrôlés, ainsi qu'une note au bas de la liste expliquant que le document fait l'objet d'un examen de la part du personnel de la CCSN et qu'une modification devra être apportée au permis avant qu'il n'entre en vigueur puisque certains des changements ont une incidence sur les LOD énumérés à l'annexe A.3 du PERP de la centrale nucléaire Pickering-A.	19 octobre 2010	1	A
4	À des fins de clarification, la provenance des définitions à la section 4 ont été réinsérées.	19 octobre 2010	1	A

Section	Description de la modification	Date d'approbation	N° de la rév. du MCP	Nature* de la révision
A.1.3	La catégorie de l'exigence relative à la notification à l'annexe A.1.3 a été changée de « N » à « P » pour les documents suivants : <ul style="list-style-type: none"> N-PROC-MP-0040 Classification des systèmes et des articles N-PROC-MP-0082 Enregistrement de la conception 	19 octobre 2010	1	A
3.13.2	Le texte du document S-298 a été mis à jour afin qu'il soit conforme à la modification apportée au permis.	1 ^{er} novembre 2010	2	T
D.2	Ajout au tableau de l'annexe D.2 des deux consentements suivants relatifs à la condition 7.3 du permis qui ont été donnés par des personnes autorisées par la Commission : <ul style="list-style-type: none"> Le 7 octobre 2010, le personnel de la CCSN a approuvé une demande de changer l'intervalle (4) de mesure de la concentration actuelle d'isotopes d'hydrogène à la tranche 1 pour la prolonger jusqu'en février 2013 par rapport à l'intervalle actuel qui va d'août 2008 à juillet 2011, conformément à la sous-section 12.3.3.2 de la norme CSA N285.4-05. Le 4 octobre 2010, le personnel de la CCSN a approuvé une demande d'utiliser la révision 2 du document COG-JP-4107-V06 « Lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle des tuyaux d'alimentation des réacteurs CANDU » pour une période d'essai de deux ans allant jusqu'au 4 octobre 2012, conformément à la sous-section 13.2.5.1.3 de la norme CSA N285.4-94/05. 	1 ^{er} novembre 2010	2	A
1.3.1	L'annexe D a été ajoutée à la liste des sections que le personnel de la CCSN peut modifier.	17 janvier 2011	3	A
3.5.1	Mise à jour du texte relatif au document RD-310.	17 janvier 2011	3	T
3.5.2	Mise à jour du texte relatif au document S-294.	17 janvier 2011	3	T
3.7.3	Mise à jour du texte relatif au document N287.7.	17 janvier 2011	3	T
3.7.3	Mise à jour du texte relatif au document N285.5.	17 janvier 2011	3	T
3.10.2, 3.10.4	Mise à jour des CVC afin de clarifier que les modifications apportées aux LOD ne peuvent entrer en vigueur jusqu'à ce que le tribunal de la Commission n'approuve des modifications aux valeurs des LOD apparaissant au permis.	17 janvier 2011	3	T
3.11.1	Mise à jour des CVC afin d'incorporer le compte rendu des délibérations du tribunal de la Commission, incluant les raisons des décisions, sous l'article 209 stipulant que le tribunal s'attend à recevoir le premier rapport sur les progrès réalisés à ce chapitre avant décembre 2010.	17 janvier 2011	3	A

Section	Description de la modification	Date d'approbation	N° de la rév. du MCP	Nature* de la révision
3.13.2	Mise à jour du texte relatif au document N294-09.	17 janvier 2011	3	T
Annexe D.2	Ajout de la réparation d'un module de la compagnie CEDA lors du prochain arrêt de la tranche 1.	17 janvier 2011	3	A
Annexe D.2	Ajout de réparations non standard lors du prochain arrêt de la tranche 4.	17 janvier 2011	3	A
3.7.2	Prolongation de 90 à 120 jours du délai pour la soumission par OPG du rapport final relatif à un arrêt.	28 mars 2011	4	T
Annexe D.1	Ajout à l'annexe D.1 des exemptions énumérées à la section 3.7.3	28 mars 2011	4	A
3.14.1	Mise à jour de la section afin de refléter la mise en œuvre du document RD-336 et la période additionnelle accordée pour les mises à jour des logiciels	28 mars 2011	4	T
3.3.1	Un énoncé périmé concernant les limites d'heures de travail pour les travailleurs de métier temporaires a été biffé.	28 mars 2011	4	A
3.3.2	Mise à jour pour refléter l'état actuel des activités concernant l'effectif de la centrale par quart.	28 mars 2011	4	A
3.4.1	Mise à jour pour refléter que le projet visant à placer des tranches dans un état de conservation sûr avait été complété.	28 mars 2011	4	A
3.6.7	Mise à jour pour refléter que la conformité aux exigences de conception a été atteinte en 2010 et que la conformité aux exigences d'exploitation sera atteinte avant 2012.	28 mars 2011	4	A
3.10.1	Mise à jour pour refléter l'état actuel des travaux effectués par OPG au sujet de la mortalité des poissons.	28 mars 2011	4	A
3.16.3	Mise à jour pour refléter des modifications apportées à la section 3.12.2 lors de la révision 3.	28 mars 2011	4	T
3.7.3	Ajout d'une référence à une lettre soumise décrivant des corrections au nombre antérieur de canaux dans lequel on avait prélevé par grattage un échantillon de leur surface rapporté dans les documents du PIP.	28 mars 2011	4	A

* Révision de nature administrative (A) ou technique (T)

Progrès réalisés au chapitre des engagements pris dans le cadre du permis

Arrêt à des fins d'inspection du bâtiment sous vide

OPG a complété en 2010 un arrêt à des fins d'inspection du bâtiment sous vide qui, conformément aux exigences du PIP de la centrale, comprenait un essai de pressurisation de ce bâtiment et de la conduite de dépressurisation, un essai de fonctionnement du système d'arrosage ainsi qu'une inspection des structures et composants en béton.

2.3.2 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance

État de conservation sûr des tranches 2 et 3 à la centrale Pickering-A

En novembre 2005, après que son conseil d'administration ait accepté sa recommandation de ne pas aller de l'avant avec le redémarrage de ces tranches, la direction d'OPG a informé la CCSN de sa décision de ne pas remettre en service les tranches 2 et 3 à Pickering-A comme il avait été prévu. Cette décision a été prise pour des raisons économiques. Au lieu d'être remises en service, les tranches 2 et 3 ont été placées dans un état de conservation sûr à long terme.

OPG a complété le projet de mise en état de conservation sûr. Tous les systèmes ont été placés dans leurs états de conservation sûr, ces états ayant été choisis afin de répondre aux exigences réglementaires ainsi qu'à celles en matière de sûreté, de protection de l'environnement et de conception de sorte à ce qu'il ne soit plus nécessaire de les faire fonctionner ou d'en faire l'entretien et la surveillance.

Tout le combustible a été retiré des tranches 2 et 3. Le circuit modérateur et le CCP ont été vidangés et asséchés. La limite de la zone de confinement a été déplacée pour se terminer maintenant aux cloisons du bâtiment du réacteur, l'alimentation électrique des systèmes a été interrompue et la tuyauterie a été coupée et bouchée.

2.3.3 Mise à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Effectif minimal par quart

L'effectif minimal par quart est le nombre d'employés possédant les qualifications requises qui doivent être présents au site en tout temps afin de pouvoir exploiter les tranches de manière sûre, en mode normal d'exploitation et en cas d'accident.

Depuis plusieurs années maintenant, OPG a entrepris un projet d'analyse des exigences relatives à l'effectif minimal par quart de la centrale tenant en compte le besoin d'intervenir lors d'événements qui auraient une incidence sur plus d'une tranche, comme un tremblement de terre.

Une analyse des exigences relatives à l'effectif minimal par quart ainsi qu'un exercice intégré de validation ont été effectués en 2010. Faisant suite à cela, les nombres validés d'employés correspondant à l'effectif minimal par quart ont été incorporés au document P-INS-09100-00003, *Effectif de la centrale par quart* lors d'une mise à jour et ont également été soumis à la CCSN afin d'obtenir son accord.

Mortalité des poissons par effets d'entraînement et d'impact

Dans le rapport 2008 sur les centrales nucléaires, le taux de mortalité des poissons attribuable aux effets d'entraînement et d'impact aux centrales Pickering-A et Pickering-B a été soulevé parmi les problèmes majeurs. OPG doit réduire le taux de mortalité par effet d'impact de 80 à 95 % d'ici 2012. OPG a installé au cours de l'été un filet servant de barrière à l'entrée de la prise d'eau. On a estimé que ce filet diminue le taux de mortalité de 70 à 78 % à l'année longue.

OPG apportera des modifications au filet et continuera de surveiller son rendement au cours de l'année 2011.

2.4 PICKERING-B

2.4.1 Permis

Le PERP de la centrale Pickering-B a été renouvelé en juin 2008 pour une période de cinq ans (du 1^{er} juillet 2008 au 30 juin 2013). Treize modifications ont été apportées au PERP depuis son renouvellement en 2008, incluant six au cours de la période de référence. Le PERP de la centrale Pickering-B n'a pas encore été renouvelé suivant le nouveau contenu de ces permis.

OPG a informé de façon formelle la CCSN qu'elle planifie prolonger la durée de vie de la centrale jusqu'à environ 2020. Par la suite, OPG entreprendra les étapes suivantes :

- Mise en état de conservation sûr (entre 2020 et 2050) : à la suite de leur arrêt, les tranches seront placées dans un état de conservation sûr pour une période d'approximativement 30 ans avant de les démanteler et les déclasser. OPG a choisi de retarder le déclassement afin que la radioactivité puisse décroître, réduisant ainsi les doses de rayonnement aux travailleurs. L'exploitation de la centrale Pickering-B demeurent assujetties aux conditions du permis d'exploitation qui permet d'effectuer des activités durant la période de transition entre l'état d'arrêt et l'état de conservation sûr des tranches, jusqu'au début de la phase de déclassement de la centrale.
- Le déclassement (entre 2050 et 2060) : le déclassement du site débutera en 2040 et il est prévu qu'il durera 10 ans, c'est-à-dire jusqu'en 2060. Un permis de déclassement doit être obtenu avant de commencer les travaux de déclassement.
- La restauration du site (entre 2060 et 2064) : à la suite du déclassement, la restauration du site, étape finale du projet à Pickering, sera complétée avant 2064. Un permis d'abandon doit être obtenu après que les activités de démantèlement et de déclassement auront été complétées. Ceci mettra un terme à la surveillance et au contrôle réglementaires dans le cas de ce site.

Modifications au permis

Six modifications ont été apportées au PERP de la centrale Pickering-B entre janvier 2010 et avril 2011. Des renseignements additionnels au sujet des modifications à ce permis se trouvent au tableau 19.

Tableau 19 : Modifications apportées au PERP de la centrale Pickering-B

N° du PERP – date d'entrée en vigueur	Description de la modification
08.08/2013 – 26 mars 2010	Révision du document intitulé <i>Rapport de sûreté, partie I et II</i> de la centrale Pickering-B conformément à la condition 1.6 du permis.
	Mise à jour du document intitulé <i>Disposition de la clôture de sécurité à fil tendu et schéma d'arpentage</i> valable pour le site des centrales Pickering-A et Pickering-B.
08.09/2013 – 10 juin 2010	Modification de la condition 2.1 du permis pour faire référence à une section particulière du document relatif au contrôle des changements organisationnels. Modification de l'annexe B afin de remplacer la révision 7 du document intitulé <i>Contrôle des dossiers et des documents</i> par la révision 8.
	Modifications des conditions 1.2, 1.3 et 1.4 du permis afin de changer le titre du document intitulé <i>Attentes du chef de l'exploitation nucléaire pour Système de gestion du nucléaire</i> et de l'annexe B pour remplacer la révision 12 de ce document par la révision 13.
	Modification de l'annexe A pour remplacer la révision 26 du document intitulé <i>Plan d'aménagement des bâtiments sur le site</i> par la révision 27.
	Modification de l'annexe B pour remplacer la révision 5 du document intitulé <i>Rapport sur la sécurité à la centrale nucléaire Pickering</i> par la révision 6.
08.10/2013 – 10 septembre 2010	Modification de l'annexe I du PERP de la centrale Pickering-B afin d'y insérer des dispositions relatives à la transition visant l'application de la norme CSA N285.0-08, <i>Exigences générales relatives aux systèmes et aux composants sous pression des centrales nucléaires CANDU</i> et la mise à jour n° 1.
	Modification de la condition 7.1 du permis afin d'y insérer la mise à jour n° 1 de la norme CSA N290.13-05, <i>Qualification environnementale des équipements pour les centrales nucléaires CANDU</i> .
08.11/2013 – 22 octobre 2010	Modification de l'annexe B pour remplacer la révision 9 du document intitulé <i>Plan global en cas d'urgence nucléaire</i> par la révision 10.
	Modification de l'annexe B pour remplacer la révision 4 du document intitulé <i>Contrôle des changements organisationnels</i> par la révision 5.
	Modification de la condition 10.2 du permis afin de faire référence aux critères révisés relativement aux qualifications des membres de la force d'intervention nucléaire en matière de manutention des armes à feu.
08.12/2013 – 7 février 2011	Mise à jour de la condition 5.2 du permis afin d'y incorporer la dernière version de la norme CSA N285.4 (2005), <i>Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU</i> , y compris la mise à jour n° 1.
	Mise à jour de l'annexe B afin de refléter la plus récente version du document d'OPG N-CHAR-AS-0002 R14, <i>Système de gestion du nucléaire</i> .
08.11/2-13 – 28 mars 2011	Mise à jour de la condition 3.8 du permis afin de faire référence à la révision actuelle du document <i>Système de gestion du nucléaire</i> . Modification pour apporter des corrections de nature administrative au PERP.

Révisions du manuel des conditions du permis

Il n'y a pas de manuel des conditions du permis (MCP) à la centrale Pickering-B.

Progrès réalisés au chapitre des engagements pris dans le cadre du permis

Plan de prolongement des activités

Le PERP d'OPG pour la centrale nucléaire Pickering-B a été renouvelé pour une période de cinq ans (PERP 08.00/2013). Au cours de l'audience publique sur le renouvellement du permis, les commissaires du tribunal de la Commission ont demandé que le personnel de la CCSN présente, lors d'une séance publique, un rapport au sujet de la fin de vie de la centrale Pickering-B.

En réponse à la demande du tribunal de la Commission, OPG s'est engagée à fournir, suite à des consultations additionnelles auprès du personnel de la CCSN, ce qui suit

- un sommaire décrivant à un haut niveau le plan d'exploitation de la centrale Pickering-B, incluant un plan stratégique d'exploitation du site de Pickering, avant le 31 mars 2010
- une version détaillée du plan d'exploitation de la centrale Pickering-B avant le 30 septembre 2010
- des mises à jour annuelles du plan d'exploitation de la centrale Pickering-B, avant le 31 décembre de chaque année

OPG a rempli ses engagements et le personnel de la CCSN a examiné le plan de poursuite des activités et conclu que, globalement, il ne répondait pas à toutes les attentes de la CCSN et qu'il ne fournissait pas le fondement technique nécessaire pour justifier le prolongement de la durée d'exploitation de la centrale Pickering-B. OPG s'est engagée à effectuer des travaux additionnels et des mises à jour du plan de poursuite des activités seront soumises. Les résultats de l'examen de ce plan par le personnel de la CCSN ont été présentés au tribunal de la Commission le 31 mars 2011, par l'entremise du document CMD 11-M21.

Projet de gestion de la durée de vie des canaux de combustible

En 2009, Bruce Power, OPG et EACL ont entrepris de façon conjointe un projet exhaustif de recherche et de développement en parallèle au projet de recherche et de développement du COG. En établissant un partenariat pour ce projet d'une durée de 2,5 ans sur la gestion de la durée de vie des canaux de combustible, OPG vise à prolonger la durée de vie utile des canaux de combustible à la centrale Pickering-B jusqu'à ce que leur nombre équivalent d'heures à pleine puissance atteigne 240 000, en amassant des données critiques sur les questions de vieillissement qui pourraient autrement limiter la durée de vie de ses canaux de combustible. Il est prévu que ce projet sera complété avant la fin de 2012. L'examen par le personnel de la CCSN des résultats de ce programme exhaustif de recherche et de développement, incluant une acceptation éventuelle, est prévu au début de 2013.

La CCSN et le secteur nucléaire ont établi un protocole au sujet de la réalisation des activités de recherche et de développement relatives au projet de gestion de la durée de vie des canaux de combustible. Ce protocole spécifie les activités clés de recherche et de développement qui devraient être entreprises afin de s'assurer que les réacteurs

continueront de fonctionner de manière sûre si la durée d'exploitation était prolongée jusqu'à ce que le nombre équivalent d'heures à pleine puissance des canaux de combustible atteigne 240 000. Il décrit également le processus administratif devant être appliqué pour la gestion des interactions avec le personnel de la CCSN et leurs examens portant sur ce projet de gestion de la durée de vie des canaux de combustible.

Arrêt de la tranche 8

Un arrêt de la tranche 8 a été effectué en 2010. Celui-ci comprenait un essai de pressurisation du bâtiment du réacteur ainsi qu'une inspection des structures et composants en béton de cette tranche.

Arrêt à des fins d'inspection du bâtiment sous vide

Tel que mentionné à la section 2.3.1, OPG a complété en 2010 un arrêt à des fins d'inspection du bâtiment sous vide, ce bâtiment faisant partie d'un système commun aux centrales Pickering-A et Pickering-B.

2.4.2 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance

Réfection

Le 31 mars 2010, OPG a informé de façon formelle la CCSN que son conseil d'administration avait décidé de ne pas effectuer la réfection de la centrale Pickering-B et qu'il planifiait plutôt de prolonger son exploitation jusqu'à environ 2020. Par conséquent, les activités relatives à la réfection ont été arrêtées et OPG travaille présentement à élaborer un plan de prolongement des activités.

2.4.3 Mises à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Mortalité des poissons par effets d'entraînement et d'impact

Dans le rapport 2008 sur les centrales nucléaires, le taux de mortalité des poissons attribuable aux effets d'entraînement et d'impact aux centrales Pickering-A et Pickering-B a été soulevé parmi les problèmes majeurs. OPG doit réduire le taux de mortalité par effet d'impact de 80 à 95 % d'ici 2012. OPG a installé au cours de l'été un filet servant de barrière à l'entrée de la prise d'eau. On estime que ce filet diminue le taux de mortalité de 70 à 78 % à l'année longue.

OPG apportera des modifications au filet et continuera de surveiller son rendement au cours de l'année 2011.

Panache thermique

En réponse à une recommandation de la CCSN émise suite à des consultations auprès d'Environnement Canada, OPG a entrepris en 2009 une étude visant à évaluer les effets du panache thermique sur les frayères du grand corégone et du ménomini rond, incluant la définition de critères pour l'étude et pour la mise en œuvre de mesures d'atténuation

particulières au site. Le rapport principal de l'étude a été publié en août 2010. Un rapport additionnel portant sur la cartographie des habitats effectuée en avril 2010 est prévu en février 2011. Les conclusions présentées dans le rapport principal étaient que le panache thermique constitue un risque potentiel mais faible pour le ménomoni rond. Ceci est en accord avec les résultats des évaluations environnementales effectuées dans le cadre du projet de retour en service de la centrale Pickering-A et du projet de réfection de la centrale Pickering-B qui prévoyaient des effets négatifs mineurs non importants. Compte tenu des résultats de l'étude jusqu'à maintenant, OPG ne prévoit pas effectuer d'autres évaluations des risques ou entreprendre d'autres activités au niveau de la gestion.

Le personnel de la CCSN effectue présentement un examen final du rapport principal d'OPG, sa finalisation étant sujette à la réception du rapport additionnel d'OPG et d'un autre rapport d'Environnement Canada. Ce dernier rapport est un sommaire de leur analyse des données d'OPG. Il est prévu que ces rapports additionnels seront disponibles en février et en mars 2011 respectivement. Les résultats devront ensuite être partagés entre les spécialistes d'OPG, de la CCSN, d'Environnement Canada, du ministère des Ressources naturelles de l'Ontario et de l'Agence de gestion des poissons du lac Ontario. Le personnel de la CCSN planifie consulter Environnement Canada afin d'établir des attentes réglementaires fondées sur la détermination du besoin d'évaluation ou de gestion future du risque.

Les différents organismes travailleront en consultation avec OPG afin de déterminer avant la fin de 2011 la marche à suivre pour régler le problème des effets du panache thermique sur les frayères du ménomoni rond.

Effectif minimal par quart

L'effectif minimal par quart est le nombre d'employés possédant les qualifications requises qui doivent être présents au site en tout temps afin de pouvoir exploiter les tranches de manière sûre, en mode normal d'exploitation et en cas d'accident.

Depuis plusieurs années maintenant, OPG a entrepris un projet d'analyse des exigences relatives à l'effectif minimal par quart de la centrale tenant en compte le besoin d'intervenir lors d'événements qui auraient une incidence sur plus d'une tranche comme un tremblement de terre.

Une analyse des exigences relatives à l'effectif minimal par quart ainsi qu'un exercice intégré de validation ont été effectués en 2010. Faisant suite à cela, les nombres validés d'employés correspondant à l'effectif minimal par quart seront incorporés au document P-INS-09100-00003, *Effectif de la centrale par quart* lors d'une mise à jour et soumis à la CCSN afin d'obtenir son accord.

2.5 GENTILLY-2

2.5.1 Permis

Au mois d'avril 2010, Hydro-Québec a soumis au Secrétariat de la Commission une demande de renouvellement du permis d'exploitation de la centrale de Gentilly-2 pour une période de 5 ans, son échéance étant le 31 décembre 2015. Cette période couvrait la réfection de la centrale qui était prévue en 2011 et 2012.

Au mois d'août 2010, Hydro-Québec a annoncé qu'elle reportait la date prévue du début des travaux de réfection à une date indéterminée. Hydro-Québec a également demandé de jumeler son permis d'exploitation de l'installation de gestion des déchets avec le permis d'exploitation de la centrale.

Le premier jour de l'audience publique pour le renouvellement du permis d'exploitation de Gentilly-2 a eu lieu le 8 décembre 2010 et le deuxième jour s'est déroulé les 13 et 14 avril 2011.

Lors du premier jour de l'audience publique, étant donné que le deuxième jour de l'audience publique était prévu au mois d'avril 2011, Hydro-Québec a demandé à la Commission de modifier le permis actuel afin de reporter sa date d'échéance de 6 mois. Le permis d'exploitation de la centrale nucléaire Gentilly-2 a été renouvelé en décembre 2010 pour une période de six mois (du 1^{er} janvier au 30 juin 2011). Le PERP de la centrale Gentilly-2 n'a pas encore été renouvelé suivant le nouveau contenu de ces permis.

Modifications au permis

Aucune modification n'a été faite au permis d'exploitation de la centrale nucléaire Gentilly-2 au cours de la période de référence.

Révisions du manuel des conditions du permis

Il n'y a pas encore de manuel des conditions du permis (MCP) rattaché au permis d'exploitation de la centrale Gentilly-2. Cependant, pour tenir compte de l'évolution du processus de délivrance de permis, le personnel de la CCSN a préparé une version provisoire d'un tel manuel pour qu'il soit joint au prochain permis devant être délivré le 1^{er} juillet 2011.

Progrès réalisés au chapitre des engagements pris dans le cadre du permis

Lors des préparatifs pour le renouvellement du permis au début de 2010, le personnel de la CCSN a déterminé qu'un nombre important d'engagements pris par Hydro-Québec dans le cadre du permis étaient en suspens. Il est devenu évident qu'elle avait de la difficulté à fermer des questions ouvertes. Ceci était lié à une question de culture ayant rapport à la gestion de la qualité à la centrale. Au cours de la deuxième partie de l'année, le personnel de la CCSN a défini des critères de fermeture spécifiques. Hydro-Québec a ensuite établi des échéanciers acceptables et élaboré des solutions (procédures, processus) pour répondre à ces critères et les soumettre pour examen et acceptation. Hydro-Québec a également travaillé à améliorer sa vision de l'assurance de la qualité (AQ) et son programme de mesures correctives.

Lors de la première journée de l'audience publique sur le renouvellement du permis en décembre 2010, le personnel de la CCSN a informé la Commission qu'Hydro-Québec avait respecté l'échéancier pour la fermeture des dossiers à régler.

2.5.2 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance

Projet de réfection

Au mois d'août 2010, Hydro-Québec a décidé de reporter le projet de réfection à une date ultérieure.

Dans le cadre du projet de réfection, Hydro-Québec a soumis les documents relatifs à l'examen intégré de sûreté (EIS) requis conformément au document d'application de la réglementation RD-360, *Prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires*.

Le personnel de la CCSN a fait un premier examen du document des bases de l'EIS et a conclu que bien que l'approche générale proposée pour effectuer l'EIS soit raisonnable, certaines questions doivent être clarifiées.

L'examen des 16 rapports de facteurs de sûreté par le personnel de la CCSN est en cours. Un examen préliminaire de ces documents devrait être complété d'ici la mi-2011.

Un examen préliminaire du rapport de facteur de sûreté *Analyse déterministe de sûreté* a été complété et le personnel de la CCSN a conclu qu'une mise à jour de l'analyse déterministe de sûreté est nécessaire afin d'évaluer l'état actuel de la conception de la centrale, les conditions réelles des systèmes, structures et composants (SSC) et l'état dans lequel on prévoit qu'ils seront à la fin de la période que couvre l'EIS (2040).

Hydro-Québec a aussi soumis en 2010 le rapport d'évaluation globale et le plan intégré de mise en œuvre. Notons que le plan intégré de mise en œuvre comprendra des activités qui ne seront pas nécessairement complétées pendant les travaux de réfection. Selon les résultats de l'EIS, le personnel de la CCSN pourrait accepter que certains travaux puissent être complétés après les activités de réfection.

Plan d'exploitation et plan réglementaire

Hydro-Québec a présenté en octobre 2010 un plan d'exploitation de Gentilly-2 en fin de vie, tel que lui avait demandé le personnel de la CCSN en vertu du document RD-360 révision 1, *Prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires*.

Dans ce plan, Hydro-Québec analyse la capacité des SSC à être exploités en fin de vie et démontre sa connaissance des limites des SSC. Hydro-Québec décrit également sa stratégie d'exploitation jusqu'à la réfection, en tenant compte des canaux de combustible et en particulier des limites s'appliquant aux tubes de force. Cependant, Hydro-Québec reconnaît que d'autres limites seront atteintes par des composants avant la réfection prévue. Ainsi, Hydro-Québec inscrit à sa stratégie des arrêts à des fins d'entretien afin de pouvoir prendre des mesures compensatoires, effectuer des inspections en chantier et compléter des analyses et des manœuvres permettant le remplacement ou la disposition de composants. Hydro-Québec préparera un plan de modifications plus détaillé pour appuyer sa stratégie d'exploitation jusqu'à la réfection.

Le personnel de la CCSN a effectué un examen préliminaire du plan d'exploitation, a formulé des commentaires à l'intention du titulaire et a complété un examen détaillé du plan avant le deuxième jour de l'audience publique sur le renouvellement du permis. De plus, tenant compte du plan d'exploitation du titulaire, la CCSN établit un plan qui donne les grandes lignes de ses mesures réglementaires en matière d'autorisation ou de vérification de la conformité au cours de la période précédant la réfection ou la fin de l'exploitation.

L'automne 2012 est la période la plus probable pour le début de la réfection. Cependant, le titulaire de permis ne s'est pas engagé de façon formelle, laissant ouverte la possibilité de poursuivre l'exploitation jusqu'à la fin de 2013. À défaut de dates fermes pour la réfection, le personnel de la CCSN devra s'assurer que toutes les analyses nécessaires en appui à l'exploitation de la centrale au cours des derniers mois précédant la réfection sont complétées. En fonction du plan d'exploitation, le personnel de la CCSN a développé un plan réglementaire qui sera incorporé au MCP devant entrer en vigueur au même moment que le prochain PERP, soit le 1^{er} juillet 2011.

2.5.3 Mises à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Programme de surveillance de la contamination alpha

Hydro-Québec a présenté en 2010 ses mesures actuelles et prévues pour protéger les travailleurs contre les risques associés à la contamination alpha. Le personnel de la CCSN a jugé que ces mesures étaient conformes aux meilleures pratiques de l'industrie et reflétaient l'expérience d'exploitation.

Vannes du système de refroidissement d'urgence (SRUC)

En 2007, une lacune de conception du SRUC pouvant entraîner une indisponibilité des deux pompes du SRUC a été découverte. Compte tenu de l'incidence de cette lacune, Hydro-Québec s'est engagée à installer deux vannes en série pour améliorer la sûreté de

la centrale. Le plan d'exploitation de la centrale prévoit qu'Hydro-Québec procédera au remplacement de ces vannes lors d'un arrêt en 2011. Le personnel de la CCSN juge que cet objectif est acceptable.

Plan d'exploitation

Afin de démontrer et de confirmer à nouveau la capacité du réacteur à fonctionner de façon sécuritaire après 2011, on a demandé à Hydro-Québec d'élaborer et de soumettre un plan d'exploitation pour approbation. Le personnel de la CCSN a examiné le plan, demandé des révisions et approuvé le plan révisé. Ce plan indique les analyses et les inspections requises pour démontrer qu'on peut être confiant d'une exploitation sûre au cours de la prochaine année.

La surveillance effectuée par le personnel de la CCSN a permis de déterminer que des plans de gestion du cycle de vie étaient requis, plus particulièrement pour des composants comme les tuyaux d'alimentation du réacteur, les générateurs de vapeur, les canaux de combustible et ceux de l'enveloppe de confinement.

Pour le long terme, une attention particulière doit être accordée à la structure de l'enveloppe de confinement puisqu'on a déterminé que le béton de cette structure subit une réaction chimique appelée « réaction alcali-granulat ». Le personnel de la CCSN fera un suivi de l'élaboration du programme de gestion du vieillissement du confinement et de sa mise en œuvre à Gentilly-2.

2.6 POINT LEPREAU

2.6.1 Permis

Le PERP 17.11/2012 de la centrale Point Lepreau a été renouvelé en avril 2011 pour une période d'un an (du 6 avril 2011 au 30 juin 2012). Le PERP de la centrale Point Lepreau n'a pas encore été renouvelé suivant le nouveau contenu de ces permis.

Énergie Nouveau-Brunswick a demandé en 2010 un renouvellement du PERP 17.11/2011 pour une période d'un an (du 1^{er} juillet 2011 au 30 juin 2012) à cause de problèmes techniques qui ont entraîné des délais de la réfection. Énergie NB croit que cette prolongation procurera le temps requis pour compléter le calendrier des activités de réfection à venir et pour effectuer le renouvellement du permis.

Modifications au permis

Aucune modification n'a été apportée au PERP de la centrale Point Lepreau au cours de la période de référence.

Révisions du manuel des conditions du permis

Il n'y a pas de manuel des conditions du permis (MCP) à la centrale Point Lepreau.

Progrès réalisés au chapitre des engagements pris dans le cadre du permis

On avait demandé au personnel de la CCSN de présenter un rapport annuel sur le rendement en matière de sûreté de l'installation lors d'une séance publique du tribunal de la Commission. Une mise à jour a été fournie dans le cadre de la présentation du rapport 2009 sur les centrales nucléaires et une autre mise à jour a été présentée lors de l'audience publique du tribunal de la Commission tenue le 19 janvier 2011. Une revue de la situation quant aux engagements pris dans le cadre du permis et de l'état d'avancement des travaux de réfection est fournie à la section 2.6.2 « Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance ».

2.6.2 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance

Projet de réfection de la centrale Point Lepreau

Énergie NB a entrepris la réfection du réacteur en avril 2008 et prévoyait alors la compléter en octobre 2009, incluant le réacteur de retour à pleine puissance à ce moment-là. En octobre 2010, Énergie NB a émis un avis annonçant que la fin des travaux sur le cœur du réacteur était maintenant prévue pour le mois de mai 2012. Une fois les activités de remplacement des tuyaux d'alimentation complétées, Énergie NB

entreprendra les activités de mise en service dont la durée prévue est d'approximativement quatre mois. Il n'est donc pas prévu que le réacteur soit de retour à pleine puissance avant l'automne 2012. Énergie NB et le personnel de la CCSN ont présenté une mise à jour de l'état d'avancement des activités de réfection au tribunal de la Commission lors de l'audience publique tenue le 19 janvier 2011.

Le permis actuel comprend deux conditions directement liées au projet de réfection de la centrale Point Lepreau, les conditions 12.1 et 12.2. Ces conditions exigent que le titulaire de permis obtienne la permission du tribunal de la Commission avant d'effectuer le rechargement du combustible dans le cœur et le redémarrage du réacteur. Ainsi, une surveillance particulière de la part du personnel de la CCSN est requise à des points d'arrêt obligatoires devant être faits avant d'amorcer les étapes suivantes :

- le rechargement du combustible
- la sortie de l'état d'arrêt garanti
- l'augmentation de la puissance du réacteur au-delà de 0,1 % de la pleine puissance
- l'augmentation de la puissance du réacteur au-delà de 35 % de la pleine puissance

La condition 12.1 du permis comporte également une exigence voulant que le titulaire de permis fournisse un rapport donnant l'assurance que la mise en place et la mise en service des améliorations et modifications prévues dans le cadre de la réfection et énumérées dans le permis d'exploitation seront complétées. Conformément au PERP, Énergie NB a soumis à la CCSN des rapports donnant l'assurance que ces mises en place et mises en service seraient complétées.

Se fondant sur l'échéancier actuel, l'audience publique du tribunal de la Commission portant sur le rechargement du combustible est prévue de façon provisoire à la fin de l'été ou au début de l'automne 2011.

2.6.3 Mises à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Améliorations à la protection contre l'incendie

Afin de se conformer aux nouvelles exigences, des mises à niveau de la conception du système de protection contre l'incendie sont présentement en cours et progressent selon le calendrier prévu, 29 des 32 travaux prévus ayant été complétés. Énergie NB effectue présentement une analyse des causes afin de déterminer celles à l'origine des lacunes relatives à la capacité de l'équipe d'intervention en cas d'urgence. Énergie NB fera également appel à un pair du secteur nucléaire pour qu'il apporte son aide relativement à l'effectif minimal, aux critères de rendement, aux outils d'évaluation et au programme de formation des chefs des équipes d'intervention.

PARTIE 3 – SOMMAIRE ET CONCLUSIONS

Le présent rapport décrit sommairement l'évaluation effectuée par le personnel de la CCSN à l'égard du rendement en matière de sûreté et de conformité des titulaires de permis de centrales nucléaires et du rendement dans l'ensemble des centrales nucléaires en 2010. Selon la nouvelle structure d'évaluation, une cote de rendement pour chacun de 14 DSR est attribuée à chacun des titulaires de permis et ces cotes sont ensuite colligées de façon à déterminer le rendement de l'ensemble des centrales dans chacun de ces DSR.

La CCSN évalue ainsi jusqu'à quel point les programmes des titulaires de permis répondent aux exigences et attentes réglementaires et contribuent de façon globale à préserver la santé, sûreté et sécurité des Canadiens, à protéger l'environnement et à respecter les obligations du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire. Les conclusions du présent rapport ont été tirées en tenant compte des données recueillies au cours d'inspections, d'examen documentaires et de revues des événements et des indicateurs de rendement, par rapport aux exigences, attentes et objectifs de rendement pertinents.

Se fondant sur l'évaluation effectuée par le personnel de la CCSN et présentée de façon sommaire dans ce rapport, les conclusions générales suivantes peuvent être tirées.

3.1 Les réacteurs au Canada ont été exploités de manière sûre et sécuritaire

Le personnel de la CCSN conclut que les centrales nucléaires au Canada ont été exploitées de manière sûre et sécuritaire en 2010 et que les titulaires de permis ont pris des mesures appropriées pour préserver la santé et la sécurité des Canadiens, pour protéger l'environnement et pour s'assurer que le Canada continuait de respecter ses obligations internationales à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire. Cette conclusion repose sur les observations suivantes :

- aucune défaillance grave de système fonctionnel n'est survenue aux centrales nucléaires
- aucun membre du public n'a reçu une dose de rayonnement dépassant les limites réglementaires
- il n'y a eu aucune confirmation de doses de rayonnement aux travailleurs supérieures aux limites réglementaires
- la gravité des blessures non radiologiques chez les travailleurs était minime
- aucun rejet dans l'environnement n'a excédé les limites réglementaires
- les titulaires de permis se sont conformés aux conditions de leur permis relatives aux obligations internationales du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire

Tous les événements d'exploitation survenus aux centrales nucléaires en 2010 n'ont pas eu, ou n'ont eu que peu d'incidence sur la santé et la sécurité des personnes, sur

l'environnement ou sur le respect des obligations du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire. Les titulaires de permis se sont conformés de façon adéquate aux exigences relatives à la soumission de rapports sur les événements nécessitant une surveillance de la part de l'organisme de réglementation et ils ont effectué, ou sont en voie de le faire, un suivi, incluant une analyse des causes fondamentales, le cas échéant.

3.2 Les exploitants de centrale nucléaire au Canada ont prêté une attention particulière à la sûreté

Les titulaires de permis sont tenus de mettre en œuvre des programmes qui incorporent des dispositions adéquates pour protéger l'environnement, préserver la santé et la sécurité des personnes, maintenir la sécurité nationale et respecter les obligations internationales du Canada. Ceci signifie que les titulaires de permis sont responsables d'exploiter leurs centrales de manière sûre.

Le tableau 20 donne, pour chacune des centrales nucléaires, les cotes attribuées au rendement dans chacun des DSR et la cote intégrée pour l'année 2010, ainsi que les cotes moyennes pour l'ensemble des centrales. Tel que ce tableau montre, la cote intégrée attribuée au rendement à la centrale Darlington est « Entièrement satisfaisant » alors qu'elle est « Satisfaisant » aux autres centrales. Ceci signifie que l'efficacité des mesures de sûreté et de contrôle mises en œuvre par les titulaires de permis était suffisamment adéquate. De plus, le niveau global de conformité aux exigences réglementaires et aux attentes de la CCSN était satisfaisant ou plus que satisfaisant. On remarque que la cote « Inférieur aux attentes » a été attribuée deux fois en 2010, une fois pour le rendement dans le domaine « Radioprotection » à la centrale Bruce-A et l'autre pour le rendement dans le domaine « Gestion des urgences et protection contre l'incendie » à la centrale Point Lepreau. Les titulaires de permis mettent présentement en œuvre des mesures correctives.

Tableau 20 : Cotes de rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada pour l'année 2010

Domaines de sûreté et de réglementation	Bruce		Darlington	Pickering		Gentilly -2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Système de gestion	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Rendement en matière d'exploitation	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Radioprotection	IA	SA	FS	SA	SA	SA	SA	SA
Santé et sécurité au travail	ES	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Protection de l'environnement	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Domaines de sûreté et de réglementation	Bruce		Darlington	Pickering		Gentilly -2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Gestion des urgences et protection contre l'incendie	SA	SA	SA	SA	SA	SA	IA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion des déchets*	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Sécurité**	Réglementé (voir le CMD 11-M46.A)							
Garanties**	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Emballage et transport*	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

* Les domaines « Gestion des déchets » et « Emballage et transport » n'ont pas été tenus en compte pour déterminer les cotes intégrées de rendement parce que les permis des centrales nucléaires ne reflètent pas tous le nouveau contenu incorporant un manuel des conditions du permis faisant référence à la nouvelle structure des DSR.

** Les domaines « Sécurité » et « Garanties » n'ont également pas été tenus en compte pour déterminer les cotes intégrées de rendement, reconnaissant que ces domaines couvrent des éléments importants du mandat de la CCSN qui complètent, mais ne sont pas liés à la préservation de la santé et de la sécurité des personnes et à la protection de l'environnement.

3.3 Le personnel de la CCSN a effectué une surveillance réglementaire efficace des centrales nucléaires

La CCSN est responsable entre autres de réglementer l'exploitation des centrales nucléaires, par la délivrance de permis et par l'acquisition d'une assurance adéquate qu'on se conforme à ces permis en effectuant des vérifications, en prenant des mesures d'application et en faisant rapport des résultats. Pendant la période allant de janvier 2010 à avril 2011, la CCSN a renouvelé les permis d'exploitation des trois centrales suivantes : Pickering-A, Gentilly-2 et Point Lepreau. De plus, tout au long de l'année, la CCSN a effectué plusieurs inspections, évaluations, examens et revues des programmes et processus des titulaires de permis ainsi que de leur rendement en matière de sûreté. Ces activités varient en complexité et en longueur et ont occupé environ 226 membres du personnel de la Direction de la réglementation des centrales nucléaires de la CCSN. Ces ressources comprenaient environ 38 employés de la CCSN qui travaillent en permanence aux sites des sept centrales, effectuant des inspections sur place, une surveillance du rendement en matière de sûreté et des activités de soutien au processus de réglementation.

Le personnel de la CCSN a analysé plus de 2 600 observations dans le cadre du processus de détermination des cotes devant être attribuées au rendement dans chacun des DSR. De ce nombre total d'observations, on a jugé que 99 % étaient soit positives, de valeur négligeable ou de peu d'importance sur le plan de la sûreté, signifiant qu'elles avaient une incidence véritable, négligeable ou légèrement négative sur l'évaluation d'un domaine spécifique. Les autres, représentant moins de 1 % des observations, étaient celles qui ont eu une incidence importante, ou négative et d'importance, sur l'évaluation des domaines spécifiques. Dans l'ensemble des centrales nucléaires au Canada en 2010, la cote « Inférieur aux attentes » a été attribuée au rendement dans deux DSR et le personnel de la CCSN vérifie l'efficacité des mesures correctives prises.

ANNEXE A – DÉFINITIONS DES DOMAINES DE SÛRETÉ ET DE RÉGLEMENTATION

La CCSN évalue dans quelle mesure les titulaires de permis se conforment aux exigences réglementaires et aux attentes de la CCSN en matière de rendement à l'égard de 14 domaines de sûreté et de réglementation (DSR). Ces DSR se divisent en 69 domaines spécifiques qui constituent les éléments clés des DSR. De plus, les 14 DSR sont regroupés selon leur domaine fonctionnel, soit « Gestion », « Installation et équipement » ou « Processus de contrôle de base ». Ces domaines fonctionnels, DSR et domaines spécifiques qui font l'objet de l'évaluation du rendement en matière de sûreté effectuée par la CCSN se trouvent au tableau A.1.

Tableau A.1 : Les domaines fonctionnels, de sûreté et de réglementation, et spécifiques servant à l'évaluation par la CCSN du rendement des titulaires de permis

Domaine fonctionnel	Domaine de sûreté et de réglementation (DSR)	Domaine spécifique
Gestion	Système de gestion	Système de gestion (y compris la gestion de la sûreté et la surveillance de la gestion de la qualité)
		Structure organisationnelle
		Gestion des changements organisationnels
		Communications interne
		Surveillance et examen du rendement en matière de gestion de la sûreté
		Culture de sûreté
	Gestion du rendement humain	Formation du personnel
		Accréditation du personnel
		Examen d'accréditation et test de requalification
		Organisation du travail et conception des tâches
		Programme en matière de rendement humain
		Procédures et outils de travail
		Aptitude au travail
	Rendement en matière d'exploitation	Réalisation des activités autorisées
		Rendement de la gestion des arrêts
		Caractère adéquat des procédures
		Expérience d'exploitation
		Rapports et surveillance des tendances
Installation et équipement	Analyse de la sûreté	Analyse déterministe de la sûreté
		Analyse de la robustesse des mesures pour faire face aux cas d'acte malveillant
		Limites d'exploitation sûre
		Sûreté de la criticité
		Étude probabiliste de sûreté

Domaine fonctionnel	Domaine de sûreté et de réglementation (DSR)	Domaine spécifique
Installation et équipement (suite)	Conception matérielle	Conception des composants
		Qualification de l'équipement
		Conception et classification des systèmes
		Gestion de la configuration
		Facteurs humains dans la conception
		Robustesse de la conception
		Contrôle des modifications techniques
		Caractérisation du site
	Aptitude fonctionnelle	Activités d'entretien
		Surveillance des SSC
		Aptitude fonctionnelle et rendement de l'équipement
		Travaux d'entretien
		Pièces de rechange et approvisionnement
		Détermination des systèmes importants pour la sûreté
		Spécification des paramètres des systèmes important pour la sûreté
		Faire connaître le programme d'entretien
		Évaluation de la fiabilité des systèmes importants pour la sûreté
		Inspection périodique des composants des enveloppes sous pression
		Gestion du cycle de vie
		Inspections de la partie conventionnelle de la centrale
		Intégrité des enveloppes sous pression
Processus de contrôle de base	Radioprotection	Application du principe ALARA
		Service de dosimétrie
		Contrôle de la contamination
		Contrôle des doses aux travailleurs
	Santé et sécurité au travail	Conformité au code du travail applicable
		Tenue des lieux et gestion des dangers
		Taux de gravité des accidents
	Protection de l'environnement	Système de gestion environnementale
		Estimé de la dose au public
		Évaluation des risques environnementaux
		Contrôle des effluents et des émissions (rejets)
		Surveillance de l'environnement
	Gestion des urgences et protection contre l'incendie	Gestion des urgences nucléaires
		Intervention en cas d'urgence conventionnelle
		Continuité des activités
	Gestion des déchets	Protection et lutte contre les incendies
		Réduction au minimum, triage et caractérisation des déchets
		Stockage et traitement des déchets
		Plans préliminaires de déclassement

Domaine fonctionnel	Domaine de sûreté et de réglementation (DSR)	Domaine spécifique
Processus de contrôle de base (suite)	Sécurité	Sécurité des installations et des équipements
		Contrôle d'accès
		Formation, exercices et manœuvres
		Force d'intervention nucléaire
	Garanties	Garanties
	Emballage et transport	Emballage et transport

Les définitions, les domaines spécifiques ainsi que les objectifs de rendement de chacun des DSR font l'objet des paragraphes qui suivent.

1. Système de gestion

Le DSR « Système de gestion » couvre les mesures d'encadrement servant à établir les processus et les programmes nécessaires pour s'assurer qu'une organisation atteint ses objectifs en matière de sûreté, fait une surveillance en continu de son rendement à l'égard de ces objectifs et favorise une culture de sûreté saine.

Le système de gestion comprend les domaines spécifiques suivants : le système de gestion (y compris la gestion de la sûreté et la surveillance de la gestion de la qualité), l'organisation, la gestion des changements organisationnels, les communications internes, la surveillance et l'examen du rendement en matière de gestion de la sûreté et la culture de sûreté.

Objectif de rendement

Un système efficace de gestion qui intègre des mesures visant à se conformer à toutes les exigences réglementaires et autres de sorte à permettre au titulaire de permis d'atteindre ses objectifs en matière de sûreté, faire une surveillance en continu de son rendement à l'égard de ces objectifs et maintenir une culture de sûreté saine.

2. Gestion du rendement humain

Le DSR « Gestion du rendement humain » couvre les activités qui permettent d'atteindre un rendement humain efficace par l'élaboration et la mise en œuvre de processus visant à s'assurer que le personnel des titulaires de permis est en nombre suffisant dans tous les domaines d'emploi pertinents, qu'il possède les connaissances et compétences requises et qu'il a accès aux procédures et outils dont il a besoin pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire.

La gestion du rendement humain couvre les domaines spécifiques suivants : la formation et l'accréditation du personnel, les examens d'accréditation et les tests de requalification, l'organisation du travail et la planification des tâches, les programmes en matière de rendement humain, les procédures et les outils de travail, et l'aptitude au travail.

Objectif de rendement

Le personnel des titulaires de permis est en nombre suffisant dans tous les domaines d'emploi pertinents, il possède les connaissances et compétences requises et il a accès aux procédures et outils dont il a besoin pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire.

3. Rendement en matière d'exploitation

Le DSR « Rendement en matière d'exploitation » comprend un examen global de l'exécution des activités autorisées ainsi que des activités qui contribuent à l'atteinte d'un rendement efficace.

Le rendement en matière d'exploitation couvre les domaines spécifiques suivants : la conduite des activités autorisées, le rendement de la gestion des arrêts, le caractère adéquat des procédures, le retour de l'expérience en matière d'exploitation (OPEX), de même que la préparation de rapports et la surveillance des tendances.

Objectif de rendement

Une conduite des activités sûre et sécuritaire et qui prête une attention appropriée au rayonnement, à la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, au maintien de la sécurité nationale, à la protection de l'environnement et au respect des obligations internationales.

4. Analyse de la sûreté

Le DSR « Analyse de la sûreté » a trait à la tenue à jour de l'analyse de la sûreté qui appuie le dossier de sûreté global de l'installation. Une analyse de la sûreté est une évaluation systématique des risques potentiels liés à l'exécution d'une activité proposée, ou l'exploitation d'une installation proposée, en tenant compte de l'efficacité des stratégies et mesures de prévention visant à réduire les effets de ces risques.

L'analyse de la sûreté couvre les domaines spécifiques suivants : l'analyse déterministe de la sûreté, l'analyse de la robustesse des mesures pour faire face aux cas d'acte malveillant, les limites d'exploitation sûre, la sûreté en matière de criticité et l'étude probabiliste de sûreté.

Objectif de rendement

Une preuve que les conséquences des accidents de dimensionnement sont acceptables; des systèmes de protection capables d'effectuer adéquatement le contrôle de la puissance, le refroidissement du combustible et le confinement de toute radioactivité pouvant émaner de la centrale.

5. Conception matérielle

Le DSR « Conception matérielle » couvre les activités qui ont une incidence sur la capacité des systèmes, structures et composants à répondre et continuer de répondre aux exigences du fondement de leur conception, compte tenu des nouvelles informations devenant disponibles au fil du temps et des changements dans l'environnement externe.

La conception matérielle couvre les domaines spécifiques suivants : la conception des composants, la conception et la classification des systèmes, la gestion de la configuration, le contrôle des modifications techniques, les facteurs humains dans la conception, la robustesse de la conception, la caractérisation du site et la qualification de l'équipement.

Objectif de rendement

Une assurance que les systèmes, structures et composants importants en matière de sûreté et de sécurité nucléaires répondent de façon continue aux exigences du fondement de leur conception quel que soit l'état d'exploitation et jusqu'à la fin de leur durée de vie nominale.

6. Aptitude fonctionnelle

Le DSR « Aptitude fonctionnelle » couvre les activités qui ont une incidence sur l'état physique des systèmes, structures et composants afin de veiller à ce qu'ils demeurent efficaces au fil du temps. Ce domaine comprend les programmes visant à s'assurer que, lorsque les circonstances l'exigent, l'équipement est disponible pour remplir la fonction pour laquelle il a été conçu.

Le DSR « Aptitude fonctionnelle » comprend : les activités d'entretien, la surveillance des SSC, l'aptitude fonctionnelle et le rendement de l'équipement, les travaux d'entretien, les pièces de rechange et l'approvisionnement, la détermination des systèmes importants pour la sûreté et des systèmes ayant une incidence importante sur les paramètres de sûreté, la diffusion du programme d'entretien, l'évaluation de la fiabilité des systèmes importants pour la sûreté, l'inspection périodique des composants des enveloppes sous pression, la gestion du cycle de vie, les inspections de la partie conventionnelle de la centrale et l'intégrité des enveloppes sous pression.

Objectif de rendement

Les systèmes, structures et composants dont le rendement peut avoir une incidence sur la sûreté ou la sécurité demeurent disponibles, fiables et efficaces, conformément à la conception, aux analyses et aux mesures de contrôle de la qualité prises.

7. Radioprotection

Le DSR « Radioprotection » couvre la mise en œuvre d'un programme de radioprotection conformément au *Règlement sur la radioprotection*. Ce programme doit veiller à ce que la contamination et les doses de rayonnement reçues soient mesurées et contrôlées.

La radioprotection couvre les domaines spécifiques suivants : l'application du principe ALARA, la dosimétrie du personnel, le contrôle des doses aux travailleurs et le contrôle de la contamination.

Objectif de rendement

Une protection adéquate de la santé et sécurité des personnes à l'intérieur des installations en mettant en œuvre un programme de radioprotection qui veille à ce que les expositions sur les lieux de travail sont inférieures aux limites de dose réglementaires, optimales et conformes au principe ALARA.

8. Santé et sécurité au travail

Le DSR « Santé et sécurité au travail » couvre la mise en œuvre d'un programme de gestion des risques pour la sécurité sur les lieux de travail et de protection du personnel et de l'équipement.

Le DSR « Santé et sécurité au travail » couvre les domaines spécifiques suivants : la conformité aux codes du travail applicables, la tenue des lieux, la gestion des dangers et le taux de gravité des accidents.

Objectif de rendement

Des pratiques et des conditions en matière de santé et de sécurité au travail qui atteignent un haut niveau de sécurité personnelle.

9. Protection de l'environnement

Le DSR « Protection de l'environnement » couvre les programmes visant à détecter, contrôler et surveiller tous les rejets de substances radioactives ou dangereuses émanant des installations ou d'activités autorisées ainsi que leurs effets sur l'environnement.

La protection de l'environnement couvre les domaines spécifiques suivants : le contrôle des effluents et des émissions (rejets), la surveillance de l'environnement, l'estimation des doses au public, l'évaluation des risques à l'environnement et le système de gestion environnementale.

Objectif de rendement

La protection de l'environnement ainsi que la santé et la sécurité des personnes sont assurées par le titulaire de permis qui prend toutes les précautions raisonnables, incluant l'identification, le contrôle et la surveillance des rejets de substances radioactives et dangereuses à l'environnement.

10. Gestion des urgences et protection contre l'incendie

Le DSR « Gestion des urgences et protection contre l'incendie » couvre les plans de mesures d'urgence et les programmes de préparation aux situations d'urgence mis en place pour faire face aux cas d'urgence ou aux conditions inhabituelles, ainsi que tout résultat au chapitre de la participation aux exercices. Il couvre également la conception et l'analyse de la protection contre l'incendie et le rendement des mesures prises à cet effet.

La gestion des urgences et la protection contre l'incendie couvrent les domaines spécifiques suivants : la gestion des urgences nucléaires, les interventions en cas d'urgence conventionnelle, la continuité des activités de même que la protection contre l'incendie et les interventions en cas d'incendie.

Objectifs de rendement

Des mesures appropriées en matière de préparation aux situations d'urgence et de capacité d'intervention qui permettraient d'atténuer les effets des relâches accidentelles de substances nucléaires et de substances dangereuses sur l'environnement, la santé et la sécurité des personnes et le maintien de la sécurité nationale.

Un programme exhaustif de protection contre l'incendie a été mis en œuvre afin de minimiser les risques à la santé et la sécurité des personnes et à l'environnement dus aux incendies, celui-ci reposant sur une conception appropriée du système de protection contre l'incendie, une analyse adéquate de la sûreté relative au risque d'incendie, une exploitation sûre en matière de protection contre l'incendie et une prévention satisfaisante des incendies.

11. Gestion des déchets

Les DSR « Gestion des déchets » couvre les programmes internes relatifs aux déchets qui entrent dans le cadre des activités d'exploitation de l'installation jusqu'à ce que les déchets soient retirés de l'installation et transportés vers une installation distincte de gestion des déchets. Il couvre également la planification du déclassé.

Le DSR « Gestion des déchets » couvre les domaines spécifiques suivants : la réduction au minimum, le triage, la caractérisation, le traitement et le stockage des déchets et les plans préliminaires de déclassé.

Objectif de rendement

Un programme de gestion des déchets de l'installation, incluant au niveau des différentes catégories de déchets, pleinement élaboré, mis en œuvre et faisant l'objet d'une surveillance afin de contrôler et de minimiser le volume de déchets radioactifs découlant des activités autorisées; la gestion des déchets fait partie des éléments clés de la culture de l'entreprise et de la culture de sûreté; un plan préliminaire de déclassé maintenu à jour.

12. Sécurité

Le DSR « Sécurité » couvre les programmes nécessaires pour appliquer et soutenir les exigences de sécurité stipulées dans les règlements, dans le permis, dans les ordres, ou dans les énoncés d'attente s'appliquant à l'installation ou à l'activité.

La sécurité couvre les domaines spécifiques suivants : les installations et l'équipement, le contrôle d'accès, la formation, les exercices et les manœuvres ainsi que la force d'intervention nucléaire.

Objectif de rendement

La prévention de tout vol, perte ou sabotage de matières nucléaires ou sabotage d'une installation autorisée.

13. Garanties

Le DSR « Garanties » couvre les programmes nécessaires pour respecter avec succès les obligations découlant de l'accord sur les garanties conclu entre le Canada et l'AIEA.

Ce DSR couvre seulement le domaine spécifique suivant : garanties.

Objectif de rendement

Le titulaire de permis se conforme aux mesures que l'entreprise doit prendre afin de satisfaire aux obligations internationales du Canada en matière de garanties en :

- *soumettant en temps opportun des rapports et renseignements précis*
- *donnant accès aux inspecteurs de l'AIEA et en leur fournissant de l'aide lors des activités de vérification*
- *soumettant des informations annuellement sur l'exploitation et des informations précises sur la conception des structures, des processus et des procédures de la centrale*
- *élaborant des procédures appropriées en matière de garanties applicables à leurs centrales et en les mettant en œuvre adéquatement*
- *démontrant la capacité, confirmée par des évaluations de la CCSN au site, de répondre à toutes les exigences relatives au soutien devant être apporté lors des vérifications physiques de l'inventaire des matières nucléaires effectuées par l'AIEA*

14. Emballage et transport

Le DSR « Emballage et transport » a trait aux programmes portant sur l'emballage et le transport sûrs des substances nucléaires et des appareils à rayonnement à destination et en provenance de l'installation autorisée.

Ce DSR couvre seulement le domaine spécifique suivant : emballage et transport.

Objectif de rendement

Toutes les expéditions en provenance du site sont conformes au RETSN et au RTMD.

ANNEXE B – MÉTHODE D'ATTRIBUTION DES COTES ET DÉFINITIONS DES COTES

Les définitions de cotes de rendement utilisées dans ce rapport sont :

Entièrement satisfaisant (ES)

Les mesures de sûreté et de contrôle mises en œuvre par le titulaire de permis sont très efficaces. Le niveau de conformité aux exigences réglementaires est entièrement satisfaisant et le niveau de conformité dans le DSR ou le domaine spécifique dépasse les exigences de même que les attentes de la CCSN. Globalement, le niveau de conformité est stable ou s'améliore et les problèmes qui se présentent sont réglés rapidement.

Satisfaisant (SA)

L'efficacité des mesures de sûreté et de contrôle mises en œuvre par le titulaire de permis est adéquate. Le niveau de conformité aux exigences réglementaires est satisfaisant. Pour ce domaine ou programme, le niveau de conformité répond aux exigences de même qu'aux attentes de la CCSN. Les déviations sont jugées mineures et on estime que le risque, de ne pas atteindre les objectifs réglementaires ou de ne pas se conformer aux attentes de la CCSN, présenté par chacun des problèmes décelés est faible. Des améliorations appropriées sont prévues.

Inférieur aux attentes (IA)

L'efficacité des mesures de sûreté et de contrôle mises en œuvre par le titulaire de permis est un peu en deçà des attentes. Le niveau de conformité aux exigences réglementaires est inférieur aux attentes. Pour ce domaine ou programme, le niveau de conformité s'écarte des exigences de même que des attentes de la CCSN de sorte qu'il existe un risque modéré, qu'à la limite, le domaine ou le programme ne soit plus conforme. Des améliorations doivent être apportées afin que les lacunes relevées soient corrigées. Le titulaire de permis prend les mesures correctives voulues.

Inacceptable (IN)

Les mesures de sûreté et de contrôle mises en œuvre par le titulaire de permis sont clairement inefficaces. Le niveau de conformité aux exigences réglementaires est inacceptable et la conformité est sérieusement mise à risque. Pour l'ensemble d'un domaine ou d'un programme, le niveau de conformité est nettement inférieur aux exigences ou aux attentes de la CCSN, ou on constate une non-conformité générale. Si des mesures correctives ne sont pas prises, il existe un risque élevé que les lacunes entraîneront un risque inacceptable. Les problèmes ne sont pas résolus de façon efficace, aucune mesure corrective appropriée n'a été prise et aucun autre plan d'action n'a été proposé. Des mesures correctives sont requises immédiatement.

Méthode d'attribution des cotes de rendement

La détermination de la cote intégrée de rendement d'une centrale commence par l'évaluation des domaines spécifiques et l'attribution d'une cote de rendement à chacun d'eux. Les cotes attribuées au rendement dans les domaines spécifiques aux différentes centrales sont déterminées en tenant compte des observations faites au cours d'inspections, d'examens documentaires et de revues d'événements.

Ainsi, une cote est attribuée au rendement dans chacun des 69 domaines spécifiques que comprennent les 14 DSR, tel que décrit à l'annexe A. Les cotes de rendement dans chacun des DSR à chacune des centrales sont ensuite déterminées à l'aide d'un algorithme. On obtient ainsi des cotes de rendement dans chacun des 14 DSR à chacune des sept centrales nucléaires au Canada.

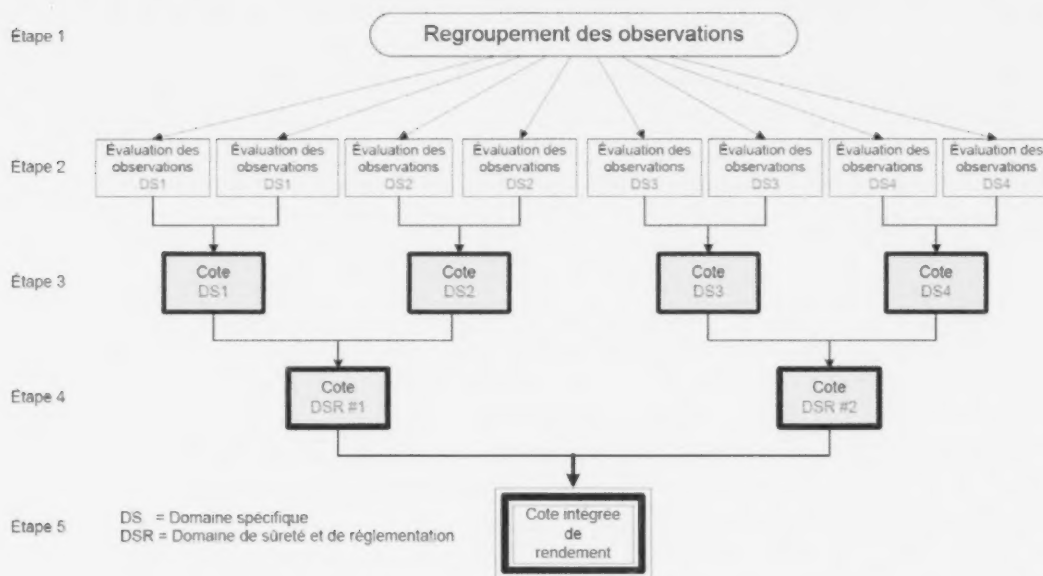
Comme point de départ pour l'introduction de cette méthode, il a été décidé d'accorder une importance égale à chaque DSR pour l'année 2010. Les facteurs de pondération servant à déterminer les cotes intégrées de rendement s'appliquent seulement à 10 des 14 DSR, les suivants étant exclus :

- garanties
- sécurité
- gestion des déchets
- emballage et transport

Les DSR n'entrant pas dans la détermination des cotes intégrées de rendement sont ceux qui n'ont pas une incidence sur tous les aspects de l'exploitation des centrales ou qui couvrent des éléments du mandat de la CCSN complémentaires, mais non liés à la préservation de la santé et de la sécurité des personnes et la protection de l'environnement. Les DSR « Garanties », « Sécurité », « Gestion des déchets » et « Emballage et transport » ne sont pas tenus en compte pour déterminer les cotes intégrées des centrales.

La figure B.1 décrit, sous forme de représentation graphique, la méthode suivie pour déterminer les cotes intégrées de rendement de chacune des centrales nucléaires.

Figure B.1 : Détermination des cotes de rendement en 2010



À la figure B.1, les étapes sont de haut en bas :

Étape 1 – Regroupement des observations

Les observations, ressortant de l'information recueillie de différentes sources dont les inspections, les examens documentaires et les revues d'événement, sont regroupées dans les différents domaines spécifiques. Ces observations sont évaluées à l'aide de critères de conformité élaborés pour chacun des domaines spécifiques, obtenant ainsi une mesure du niveau de conformité à l'égard des exigences réglementaires.

Étape 2 – Évaluation des observations

Le personnel de la CCSN évalue les observations par rapport aux critères de conformité et, selon leur signification en matière de rendement les classe parmi une des catégories suivantes : très négative, moyennement négative, faiblement négative, négligeable ou positive. La catégorie à laquelle une observation est classée dépend de l'incidence, en sens négatif, des conditions d'exploitation qui en font l'objet, sur le rendement du domaine spécifique, tel que décrit au tableau B.1.

Tableau B.1 : Catégories d'incidence des observations servant à l'évaluation

Catégories d'incidence	Définition
Très négative	Les conditions observées nuisent grandement à l'efficacité des mesures de sûreté et de contrôle dans ce domaine spécifique; manifestation de leur défaillance
Moyennement négative	Les conditions observées nuisent moyennement à l'efficacité des mesures de sûreté et de contrôle dans ce domaine spécifique
Faiblement négative	Les conditions observées nuisent un peu à l'efficacité des mesures de sûreté et de contrôle dans ce domaine spécifique
Négligeable	Les conditions observées ne remettent pas en cause l'efficacité des mesures de sûreté et de contrôle dans ce domaine spécifique
Positive	Les conditions observées sont des preuves que le rendement dans ce domaine spécifique est efficace

Étape 3 – Attribution d'une cote au rendement dans chacun des domaines spécifiques

Le personnel de la CCSN examine les observations pertinentes à chacun des domaines spécifiques et détermine son incidence, à l'aide de lignes directrices élaborées par la CCSN pour l'interprétation des observations. Les conditions observées sont évaluées en tenant compte des objectifs de rendement des DSR pertinents. Les catégories d'incidence attribuées à toutes les observations d'un domaine spécifique sont ensuite intégrées et converties en une des cotes de rendement suivantes : IN, IA, SA et ES (le tableau B.2 donne en forme abrégée les définitions des différentes cotes de rendement; ces définitions servent à établir la cote de rendement dans chacun des domaines spécifiques et chacun des DSR, ainsi que la cote intégrée de chacune des centrales).

Tableau B.2 : Cotes de rendement pour les domaines spécifiques, les DSR et les centrales

Cote de rendement	Définition
ES	Les mesures de sûreté et de contrôle sont très efficaces
SA	L'efficacité des mesures de sûreté et de contrôle est adéquate
IA	L'efficacité des mesures de sûreté et de contrôle est un peu en deçà des attentes
IN	Les mesures de sûreté et de contrôle sont très inefficaces

Étape 4 – Attribution d'une cote au rendement dans chacun des DSR

On donne une valeur numérique aux cotes attribuées au rendement dans chacun des domaines spécifiques. La cote de rendement dans un DSR est déterminée en faisant la moyenne des valeurs numériques de ses domaines spécifiques.

Étape 5 – Cote intégrée d'une centrale

La cote intégrée de chaque centrale est déterminée en utilisant des facteurs de pondération choisis en tenant compte de l'importance relative des DSR à l'égard du rendement de la centrale en matière de sûreté. Seulement 10 des 14 DSR servent à déterminer les cotes intégrées, les quatre autres étant : « Garanties », « Sécurité », « Gestion des déchets », et « Emballage et transport ».

Il convient de signaler que pour l'ensemble des centrales, la cote moyenne du rendement dans chacun des DSR et la cote intégrée sont déterminées en faisant une moyenne chiffrée des cotes correspondantes attribuées à chacune des sept centrales : Bruce-A, Bruce-B, Darlington, Pickering-A, Pickering-B, Gentilly-2 et Point Lepreau.

ANNEXE C – GLOSSAIRE

Accident de dimensionnement (AD)

Conditions accidentelles pour lesquelles une centrale nucléaire est conçue, et pour lesquelles les dommages au combustible et les rejets de matières radioactives ne dépassent par les limites prescrites.

Accident hors dimensionnement (AHD)

Conditions d'accident moins fréquentes et plus graves que celles d'un accident de dimensionnement. Un AHD peut, ou peut ne pas, impliquer des dommages au cœur.

Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)

L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) est un organisme international indépendant ayant des liens avec l'organisme des Nations Unies. L'AIEA, dont les bureaux sont situés à Vienne, travaille de concert avec ses États membres et de multiples partenaires partout dans le monde afin de promouvoir l'utilisation sûre, sécuritaire et pacifique des technologies nucléaires. L'AIEA fait rapport annuellement à l'assemblée générale des Nations Unies et, lorsque approprié, au conseil de sécurité de cette institution sur les cas de non-conformité d'États à leurs obligations en matière de *garanties* ainsi que sur des sujets liés à la paix et la sécurité sur la scène internationale.

Analyse des causes fondamentales

Analyse objective, structurée, systématique et exhaustive visant à déterminer les raisons intrinsèques d'une situation ou d'un événement en tenant compte de l'importance de l'événement sur le plan de la sûreté.

Approche systématique à la formation (ASF)

Évolution logique depuis la définition des qualifications et des compétences nécessaires pour effectuer un travail jusqu'à la conception, l'élaboration, la mise en œuvre et la tenue à jour d'un programme de formation ainsi qu'à l'évaluation subséquente de ce programme. L'ASF comprend les cinq phases suivantes : analyse, conception, élaboration, mise en œuvre et évaluation.

Baisse contrôlée de puissance

Système conçu pour réduire automatiquement la puissance du réacteur à un taux lent en cas de problème. Le système de baisse contrôlée de puissance (BCP) fait partie du système de régulation du réacteur.

Commission

Personne morale établie aux termes de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, composée d'au plus sept membres nommés par le gouverneur en conseil, qui a pour mission de :

- réglementer le développement, la production et l'utilisation de l'énergie nucléaire, ainsi que la production, la possession, l'utilisation et le transport des substances nucléaires
- réglementer la production, la possession et l'utilisation de l'équipement réglementé et des renseignements réglementés
- mettre en œuvre des mesures de contrôle international du développement, de la production, du transport et de l'utilisation de l'énergie et des substances nucléaires, notamment celles qui portent sur la non-prolifération des armes nucléaires et engins explosifs nucléaires
- informer le public, sur les plans scientifique, technique ou en ce qui concerne la réglementation du domaine de l'énergie nucléaire, sur les activités de la CCSN et sur leurs conséquences pour la santé et la sécurité des personnes et pour l'environnement

Défaillance grave de système fonctionnel

Défaillance d'un système fonctionnel, d'une composante ou d'une structure :

- (a) qui provoque une défaillance systématique du combustible ou produit un rejet important d'une centrale nucléaire
- (b) qui pourrait provoquer une défaillance systématique du combustible ou produire un rejet important si aucun des systèmes spéciaux de sûreté n'entre en fonction.

Document aux commissaires (CMD)

Document préparé par le personnel de la CCSN, les promoteurs et les intervenants pour les fins d'une audience ou d'une réunion de la Commission. Chaque CMD se voit attribuer un numéro d'identification particulier.

Effectif minimal (par quart)

Le nombre minimal de travailleurs qualifiés qui doivent être présents en tout temps, pour assurer l'exploitation sûre de l'installation et fournir une capacité d'intervention adéquate en cas d'urgence.

État d'arrêt garanti (EAG)

Méthode qui vise à assurer la mise à l'arrêt du réacteur. Elle comprend l'ajout au modérateur d'un absorbeur de neutrons, qui les retire donc de la réaction en chaîne de fission, ou l'évacuation du modérateur du réacteur.

Générateur de vapeur

Échangeur de chaleur qui transfère la chaleur de l'eau lourde (caloporteur) à l'eau ordinaire. L'eau ordinaire bout et produit ainsi de la vapeur qui actionne la turbine. Les tubes du générateur de vapeur séparent le caloporteur du réacteur du reste du système de production d'énergie électrique.

Inspection de type I

Un audit ou une évaluation effectuée par le personnel de la CCSN des programmes, processus et pratiques des titulaires de permis.

Inspection de type II

Une inspection de l'équipement ou de systèmes ou une évaluation des pratiques d'exploitation effectuée par le personnel de la CCSN et comprenant des vérifications de type point par point et des rondes en chantier axées sur les résultats ou le rendement des programmes, processus et pratiques des titulaires de permis. Les observations provenant de ces inspections jouent un rôle important dans la détermination des aspects pour lesquels une inspection de type I pourrait être requise afin d'identifier les problèmes systémiques des programmes, processus et pratiques.

Limite opérationnelle dérivée (LOD)

Limite qu'impose la CCSN à l'égard du rejet de substances radioactives par une installation nucléaire autorisée de manière à donner une assurance raisonnable que la limite de dose réglementaire ne sera pas dépassée.

Rapport de sûreté

Un rapport qui comprend, tel que décrit dans la norme d'application de la réglementation S-99 *Rapports à soumettre par les exploitants de centrale nucléaire*, une description des systèmes, structures et composants d'une centrale incluant leurs conditions de fonctionnement normal et de conception. Il inclut un rapport de l'analyse finale de sûreté démontrant la pertinence de la conception de l'installation nucléaire.

Recul rapide de puissance

Système conçu pour réduire automatiquement la puissance du réacteur à un taux rapide en cas de problème. Le système de recul rapide de puissance (RRP) fait partie du système de régulation du réacteur.

Système spécial de sûreté

Le système d'arrêt d'urgence 1, le système d'arrêt d'urgence 2, le système de confinement ou le système de refroidissement d'urgence du cœur (SRUC) d'une centrale nucléaire.

Tube de calandre

Tube qui traverse la calandre et sépare les tubes de force du modérateur. Chaque tube de calandre entoure un tube de force.

Tube de force

Tube qui, traversant la calandre, renferme 12 ou 13 grappes de combustible. De l'eau lourde sous pression circule dans ce tube et refroidit le combustible.

Tuyau d'alimentation

Le réacteur contient plusieurs centaines de canaux de combustible. Des tuyaux d'alimentation, placés à chaque extrémité des canaux de combustible, permettent d'amener l'eau lourde (caloporteur) dans les canaux de combustible aux générateurs de vapeur.

ANNEXE D – SIGLES ET ACRONYMES

Ces sigles et acronymes sont également définis dans le texte lorsqu'ils sont utilisés pour la première fois.

AD	accident de dimensionnement
AHD	accident hors dimensionnement
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
ALARA	au niveau le plus bas qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre
AQ	assurance de la qualité
APRP	accident de perte de réfrigérant primaire
majeure	accident de perte de réfrigérant primaire majeure
ASF	approche systématique à la formation
BCP	baisse contrôlée de puissance
BTI	barre de transfert intercentrale
BWR	réacteur à eau bouillante
CEEP	coefficient d'exécution de l'entretien préventif
CIRC	cote intégrée de rendement de la centrale
CCP	circuit caloporteur primaire
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
C de Q – C	chef de quart – centrale
C de Q – SC	chef de quart – salle de commande
CFCRV	combustible ayant un faible coefficient de réactivité dû au vide
CMD	document aux commissaires
COG	Groupe de propriétaires de CANDU
CSA	Association canadienne de normalisation
CVC	critère de vérification de la conformité
DG	dossier générique
DSR	domaine de sûreté et de réglementation
ÉACL	Énergie atomique du Canada limitée
EAG	état d'arrêt garanti
EE	évaluation environnementale
EIS	examen intégré de sûreté
Énergie NB	Énergie Nouveau-Brunswick
EPS	étude probabiliste de sûreté
LCD	liste des documents contrôlés
LCE	ligne de conduite pour l'exploitation
LES	limites d'exploitation sûre
LOD	limite opérationnelle dérivée
<i>LSRN</i>	<i>Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires</i>
MCP	manuel des conditions du permis
OPEX	expérience d'exploitation
OPG	Ontario Power Generation
OR	opérateur de réacteur
OTO	opérateur de la tranche 0

PERP	permis d'exploitation d'un réacteur de puissance
PHWR	réacteur à eau lourde sous pression
PIP	programme d'inspection périodique
PPD	plan préliminaire de déclassement
PWR	réacteur à eau sous pression
QE	qualification environnementale
<i>RETSN</i>	<i>Règlement sur l'emballage et le transport des substances nucléaires</i>
RRP	recul rapide de puissance
RTR	responsable technique de la radioprotection
RUC	refroidissement d'urgence du cœur
SAU	système d'arrêt d'urgence
SSC	systèmes, structures et composants
TC	tube de calandre
TF	tube de force
WANO	Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires

ANNEXE E – RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT EN APPUI À LA RÉGLEMENTATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

Introduction

La présente annexe contient des renseignements sur les activités de recherche et développement que la CCSN effectue en appui à la réglementation des centrales nucléaires. Il faut aussi comprendre que d'autres activités de recherche et de développement sont également entreprises par EACL et le COG en soutien au secteur nucléaire, mais l'information qui suit est axée sur celles entreprises par la CCSN. Une brève description du programme de recherche et développement du COG est donnée, suivie d'un compte rendu détaillé sur les activités effectuées à l'initiative de la CCSN.

Programme de recherche et de développement du COG et programme relatif à l'ensemble d'outils normalisés du secteur nucléaire

Le programme de recherche et développement du COG et le programme relatif à l'ensemble d'outils normalisés de l'industrie sont parrainés par quatre entreprises du secteur de l'énergie nucléaire au Canada (Ontario Power Generation, Bruce Power, Énergie NB et Hydro-Québec), Romanian Societatea Nationala Nuclearelectrica S.A. et par Énergie atomique du Canada limitée. Tel que mentionné dans le document COG-10-9205, *Plan opérationnel 2010-2011 du programme de recherche et de développement en matière de sûreté et d'autorisation*, les programmes de ce type du COG et le programme relatif à l'ensemble des outils normalisés de l'industrie ont été mis sur pied afin de soutenir l'exploitation sûre, fiable et efficiente des réacteurs CANDU et, à des fins de gestion, ils sont regroupés dans les cinq domaines techniques suivants :

- canaux de combustible
- sûreté et administration
- santé et sécurité et l'environnement
- chimie, matériaux et composants
- ensemble d'outils normalisés du secteur nucléaire

La CCSN a examiné des informations provenant des centrales nucléaires relativement aux plans de travail, méthodes et résultats relativement aux activités portant sur les programmes ou sujets en matière d'analyse de la sûreté présentement en cours.

Recherche et développement par la CCSN

La CCSN a entrepris en 2007 un projet visant à cerner les questions de sûreté liées à la conception, à l'analyse et à la gestion du vieillissement relativement aux réacteurs CANDU au Canada. Ces questions ont été regroupées en trois catégories en fonction de leur risque. Ce projet englobait les DG qui ont été reclassés dans le contexte de toutes les questions de sûreté en suspens. Les DG de la catégorie 3 se trouvent au tableau E.1 et le tableau E.2 donne les définitions des catégories de risque.

Questions de sûreté relatives au CANDU

À la fin de 2009, 15 questions de sûreté relatives au CANDU n'étaient toujours pas réglées. Après avoir examiné l'information soumise par le secteur nucléaire, le personnel de la CCSN a recommandé en 2010 de fermer la question de sûreté AA8, *Analyse des prévisions de la température du modérateur*, et SS8, *Disponibilité du modérateur comme source froide*. Des 13 questions de sûreté devant toujours être réglées, quatre ont trait aux accidents de perte de réfrigérant primaire (APRP) majeure. Le groupe de travail conjoint CCSN–secteur nucléaire responsable de ces questions a publié un plan de travail visant à les régler avant 2013.

Dans le cas des neuf questions qui ne sont pas liées aux APRP majeure, une réunion a eu lieu en novembre 2010 au cours de laquelle des représentants du secteur nucléaire ont présenté à des membres du personnel de la CCSN de l'information sur les activités en cours pour régler ces questions et leur état actuel d'avancement. Le personnel de la CCSN examine présentement cette information.

Les questions de sûreté de la catégorie 3 (voir définition au tableau E.2) peuvent être regroupées de façon globale comme suit :

Questions relatives aux accidents de perte de réfrigérant primaire (APRP) majeure

Quatre des questions de sûreté liées aux réacteurs CANDU ont rapport aux APRP majeure : deux d'entre elles ont trait au comportement du combustible et les deux autres ont trait à la réactivité positive due au vide entraînée par les conditions qui prévalent suite à des APRP majeure. L'APRP majeure servant d'accident de dimensionnement est l'un des accidents les plus difficiles à analyser dans le cas des réacteurs CANDU parce qu'il existe toujours d'importantes incertitudes concernant plusieurs aspects du fonctionnement du réacteur en conditions d'accident et sa modélisation informatique. Un groupe de travail conjoint CCSN–secteur nucléaire a été établi pour résoudre ces questions et il a préparé en 2009 un document qui expose les grandes lignes de deux méthodes possibles pour en arriver à une solution.

Compte tenu de l'échéancier pour compléter ce travail, la CCSN a élaboré une position réglementaire préliminaire afin de pouvoir faire face à l'éventualité où une nouvelle information découlant de travaux de recherche ou d'analyse ou de l'exploitation des centrales, ayant une incidence négative sur les marges de sûreté en cas d'APRP majeure, deviendrait disponible au cours de cette période. Cette position préliminaire est conforme aux mesures de contrôle du risque dans le cas des questions de sûreté CANDU de catégorie 3 et sera maintenue jusqu'à ce que les recommandations du groupe de travail du COG sur les APRP majeure soient acceptées par la CCSN et complètement mises en œuvre aux centrales nucléaires.

Les DG 95G04, 99G02 et 00G01 sont liés à cette question de sûreté.

Méthode d'analyse des surpuissances neutroniques et locales

Les paramètres de protection contre les surpuissances neutroniques et contre les surpuissances locales ont pour objet de déclencher un arrêt d'urgence du réacteur, pour des états analysés du réacteur, avant l'assèchement du combustible. Ces paramètres sont établis de sorte à prévenir tout dommage possible au combustible, principalement en cas de pertes de régulation lentes. Un déclenchement inadéquat suite à l'atteinte d'un de ces paramètres peut entraîner des ruptures de gaines du combustible dans un nombre important de canaux de combustible avant que le réacteur ne soit arrêté par l'action d'autres paramètres de déclenchement.

Le personnel de la CCSN est d'accord avec les conclusions d'un groupe d'experts indépendants et a informé les titulaires de permis qu'il faudrait travailler davantage à l'élaboration de la méthode pour qu'elle puisse éventuellement servir pleinement en appui à une demande de permis.

Mesures pour contrôler l'hydrogène en cas d'accident

Même si ce sujet constitue un problème de longue date, le secteur nucléaire a acquis une compréhension adéquate du comportement de l'hydrogène en cas d'accidents et a mis au point des techniques pour contrôler efficacement la production d'hydrogène en cas d'accidents, tant à court qu'à long terme. À titre de mesure visant à clore le DG 88G02, les titulaires de permis se sont engagés à installer des recombineurs autocatalytiques passifs afin d'améliorer le contrôle de l'hydrogène en cas d'accidents de dimensionnement.

On s'attend à ce que les titulaires de permis soumettent leurs plans et échéancier d'installation finaux.

Le vieillissement de l'équipement et des structures et son incidence sur la sûreté de l'exploitation des centrales

Dans une centrale nucléaire, les fonctions liées à la sûreté doivent demeurer efficaces pendant toute la durée de vie de la centrale. Le titulaire de permis doit avoir mis en œuvre un programme permettant de prévenir et détecter toute diminution de l'efficacité des fonctions importantes liées à la sûreté attribuable au vieillissement et de corriger les cas importants.

Les titulaires de permis ont adopté des programmes de gestion du vieillissement ainsi que des lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle des composants pouvant limiter la durée de vie de la centrale (c'est-à-dire les tuyaux d'alimentation, les tubes de force (TF) et les tubes des générateurs de vapeur). Cependant, à ce jour, les titulaires de permis n'ont pas mis en œuvre de façon systématique des programmes de gestion du vieillissement des autres systèmes. De plus, on doute que la dégradation, due au vieillissement, des composants autres que les tuyaux d'alimentation, les TF, les générateurs de vapeur et l'instrumentation des mécanismes de contrôle de la puissance du réacteur ne soit gérée adéquatement. Par ailleurs, les titulaires de permis doivent s'assurer

qu'on tient compte des effets du vieillissement au moment d'établir des limites et conditions d'exploitation adéquates.

Concept ouvert de la partie conventionnelle des centrales – protection contre la vapeur

Cette question s'applique aux centrales à tranches multiples. Dans ces centrales, les ruptures de conduites de vapeur et de conduites d'eau d'alimentation sont les événements qui contribuent le plus à la fréquence des dommages au cœur et à la fréquence des rejets importants, soit dans une proportion de 70 % à 80 %. La rupture d'une conduite à haute énergie, comme une rupture d'une conduite de vapeur ou d'une conduite d'eau l'alimentation, pourrait occasionner des dommages considérables à plusieurs panneaux électriques et à des systèmes qui ne sont pas suffisamment protégés ou tout simplement ouverts. Le bâtiment de la turbine est de concept ouvert offrant très peu de protection contre la vapeur.

Pour trouver une réponse à cette question, les titulaires de permis doivent envisager des mesures pratiques pour réduire la probabilité de défaillances en série de systèmes de soutien servant au contrôle, au refroidissement et au confinement (p. ex. l'air d'instrumentation, les systèmes électriques, les systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation, le système d'urgence de décharge et de filtration de l'air, les refroidisseurs d'air locaux). Cette question a été pleinement réglée à la centrale Darlington et la question de sûreté liée au CANDU correspondante a été reclassée à la catégorie 2 (pour la définition, voir le tableau 2).

Évaluation systématique des conséquences d'une rupture d'une conduite à haute énergie

Du côté secondaire, toutes les centrales nucléaires CANDU ont installé des barrières d'isolation et des contraintes techniques et ont entrepris l'aménagement d'une salle de commande auxiliaire afin de réduire les conséquences d'une rupture d'une conduite à haute énergie. Du côté primaire, Darlington est la première centrale dont la direction a tenu compte pleinement et de façon explicite du besoin de protéger les systèmes, structures et composants des conséquences d'une rupture concevable d'une conduite du CCP. En construisant des barrières isolantes et des contraintes techniques comme mesure de protection contre les jets ou le fouettement de conduites et en ne se contentant pas d'appliquer le critère fuite avant rupture, Darlington a effectivement pris des mesures pour protéger adéquatement les systèmes, structures et composants des conséquences d'une rupture possible d'une conduite à haute énergie. Cependant, la question de rupture de conduite à haute énergie du côté primaire n'a pas été prise en compte pleinement lors de la conception des autres centrales. Il est important de noter qu'une justification probabiliste a été utilisée afin de minimiser le nombre d'endroits à risque élevé.

Les titulaires de permis doivent effectuer des analyses pour mieux cerner les points vulnérables et mettre en œuvre des mesures correctives dans la mesure du possible. En outre, ils devraient effectuer des inspections et des travaux d'entretien afin de renforcer l'aptitude fonctionnelle des conduites à haute énergie.

Validation des programmes informatiques et des modèles des centrales

La validation des programmes informatiques consiste à déterminer la capacité de ces programmes à prédire le comportement des centrales. Afin de pouvoir se fier aux analyses de sûreté effectuées, les titulaires de permis d'exploitation de centrale nucléaire ont élaboré des programmes de validation spécifiques aux programmes informatiques faisant partie des outils normalisés du secteur nucléaire.

Bien que le personnel de la CCSN ait observé des progrès relativement à certains aspects, de façon générale, les travaux de validation des programmes informatiques présentement en cours ne sont pas conformes aux exigences devant être respectées afin de pouvoir déterminer sans équivoque la pertinence de ces programmes.

Tableau E.1 : Dossiers génériques toujours ouverts en 2010

DG	Titre	Brève description	Notes	Année de fermeture prévue
94G02	Incidence de l'état des grappes de combustible sur la sûreté du réacteur	Les conséquences de la détérioration des grappes de combustible sur la sûreté des réacteurs ne sont pas pleinement connues, en partie à cause des limites des méthodes servant aux analyses de sûreté. Il est nécessaire d'effectuer une analyse intégrée de l'information accumulée suite aux inspections, aux examens, à la recherche et aux analyses de sûreté.	<ul style="list-style-type: none"> - fermé avant 2008 pour toutes les centrales, sauf G-2 - fermé dans le cas de G-2 en février 2011 	Fermé
95G02	Défaillance de tubes de force entraînant une perte de modérateur	Dans les cas de défaillances doubles résultant d'une rupture d'un TF accompagnée d'une perte du SRUC, le modérateur pourrait ne pas être disponible pour refroidir les canaux de combustible à cause de la possibilité que des embouts soient éjectés entraînant ainsi la vidange du modérateur. La fréquence d'accidents graves suite à un tel scénario doit être déterminée.	<ul style="list-style-type: none"> - fermé pour G-2 en 2010, le suivi du travail encore à faire sera effectué par l'entremise d'un point à régler particulier de la centrale - fermé pour toutes les autres centrales en 2008 	Fermé
95G04	Incertitude de la valeur de la réactivité positive due au vide – comment en tenir compte pour les analyses d'APRP majeure	L'exactitude des calculs de l'effet du vide sur la réactivité est une question importante sur le plan de la sûreté dans les analyses d'accidents de dimensionnement mettant en cause des vides dans les canaux, particulièrement dans les cas d'APRP majeure. Les questions principales ont trait à des incertitudes et à la pertinence des marges de sûreté.	<ul style="list-style-type: none"> - la fermeture sera fonction des résultats des activités actuelles du secteur nucléaire portant sur les APRP majeure et l'acceptation par la CCSN de ces résultats 	2013

DG	Titre	Brève description	Notes	Année de fermeture prévue
95G05	Prévisions de la température du modérateur	Dans certains scénarios d'APRP majeure, une défaillance des canaux peut avoir lieu si la température du modérateur est trop élevée pour éviter l'assèchement de l'extérieur des tubes de calandre. Les programmes informatiques utilisés pour prédire les températures du modérateur doivent être validés adéquatement.	<ul style="list-style-type: none"> - le suivi de ce DG était effectué en lien avec la question de sûreté CANDU AA8. - après avoir examiné l'information soumise par les titulaires de permis, le personnel de la CCSN a recommandé en décembre 2010 de fermer ce DG 	Fermé
99G02	Remplacement des programmes informatiques relatifs à la physique du réacteur utilisés pour les analyses de sûreté des réacteurs CANDU	Des lacunes doivent être éliminées concernant des prévisions inexactes des valeurs de paramètres clés dans des conditions d'accidents faites par des programmes informatiques, l'absence d'une validation adéquate et un écart considérable entre les méthodes et programmes informatiques des titulaires de permis et l'état actuel des connaissances dans ce domaine.	<ul style="list-style-type: none"> - celui-ci est lié au DG 95G04 - la fermeture sera fonction des résultats des activités actuelles du secteur nucléaire portant sur les APRP majeure et l'acceptation par la CCSN de ces résultats 	2013
00G01	Création de vides dans les canaux durant un APRP	La question en cause est la validation adéquate des programmes informatiques utilisés pour la prévision des transitoires de surpuissance lors d'APRP majeure dans le cas des réacteurs CANDU ayant un coefficient de réactivité dû au vide du caloporteur positif.	<ul style="list-style-type: none"> - travail en cours : - le programme informatique TUF utilisé par OPG et Bruce Power : le personnel de la CCSN a terminé d'examiner l'information et plusieurs problèmes doivent être réglés; ce DG demeurera ouvert - le programme informatique CATHENA utilisé par Hydro-Québec et Énergie NB : le personnel de la CCSN évalue présentement l'information soumise par Hydro-Québec et prévoit terminer ce travail au plus tard en juin 2011 	2013

DG	Titre	Brève description	Notes	Année de fermeture prévue
01G01	Mise à niveau du logiciel de gestion et de surveillance du combustible	La conformité aux limites de sûreté de la physique du réacteur, lesquelles définissent les paramètres d'exploitation sûre, comme les limites de puissance de canal et de grappe, a rendu nécessaire l'élaboration d'un modèle d'analyse amélioré, validé pour un plus grand éventail d'applications et de conditions, de même que l'établissement de tolérances de conformité mieux définies et la disponibilité de procédures plus uniformes.	- fait présentement l'objet d'un examen de la part du personnel de la CCSN	2011

Tableau E.2 : Catégories du risque associé aux questions de sûreté CANDU

Catégorie du risque	Définition
Catégorie 1	Pas un problème au Canada. De telles questions de sûreté ont déjà fait l'objet d'études.
Catégorie 2	Cette question constitue un problème au Canada. Cependant, les titulaires de permis ont pris des mesures de contrôle appropriées pour régler cette question et maintenir les marges de sûreté.
Catégorie 3	Cette question constitue un problème au Canada. Des mesures ont été prises pour maintenir les marges de sûreté, mais de la recherche ou des analyses additionnelles sont requises afin d'améliorer les connaissances au sujet de cette question, de mieux la comprendre et de confirmer que les mesures prises sont adéquates.

ANNEXE F – DOSES DE RAYONNEMENT REÇUES AUX CENTRALES NUCLÉAIRES EN 2010

Les tableaux suivants donnent la tendance sur une période de cinq ans (de 2006 à 2010) de la dose collective annuelle des travailleurs à chacune des centrales. Ces données ont été regroupées de façon à montrer les doses collectives reçues lors d'activités routinières comparativement aux doses reçues durant les arrêts, ainsi que la dose interne collective totale, la dose externe collective totale et la dose efficace collective totale.

Il convient de signaler que les doses liées aux activités routinières et aux arrêts reposent sur des estimations de doses provenant d'un système électronique de dosimétrie. Les données relatives aux doses totales internes, externes et effectives collectives proviennent de l'information officielle sur les doses.

La première colonne indique l'année.

La deuxième colonne donne la dose collective liée aux activités routinières. Les variations d'une année à l'autre sont attribuables en partie à la durée de la période au cours de laquelle la centrale a fonctionné pendant l'année, ainsi qu'aux débits de dose typiques présents pendant le fonctionnement de la centrale.

La troisième colonne donne la dose collective liée aux arrêts (prévus et imprévus), ce qui comprend la dose à tout le personnel, y compris celui des entrepreneurs. Les paramètres ayant une incidence sur la dose incluent : le nombre d'arrêts au cours de l'année, l'ampleur des travaux, leur durée, le nombre de personnes y participant et les débits de dose liés aux travaux à effectuer pendant les arrêts.

Les quatrième et cinquième colonnes donnent les doses collectives totales selon que l'exposition ait été respectivement interne ou externe.

La dose se trouvant dans la sixième colonne est la dose collective totale, c'est-à-dire la somme des doses liées aux activités routinières et aux arrêts.

Comme moyen de mesure du rendement, les données sur les doses ont été regroupées de façon à comparer les doses liées aux activités routinières à celles liées aux arrêts et les doses internes aux doses externes. Ces données peuvent révéler des forces ou des lacunes du programme de radioprotection d'une centrale.

Il n'est pas approprié de faire des comparaisons entre les différents tableaux à cause des différences entre chacune des centrales, par exemple en ce qui a trait à la conception, l'âge, l'exploitation et l'entretien.

À toutes les centrales, il n'y eu en 2010 aucune confirmation de dose de rayonnement dépassant les doses réglementaires.

F.1 Doses annuelles à la centrale Bruce-A

Bruce-A – tranches 3 et 4					
Année	Dose collective		Dose collective		Dose efficace collective totale (personne-mSv)
	liée aux activités routinières (personne-mSv)	liée aux arrêts (y compris les arrêts imprévus) (personne-mSv)	interne (personne-mSv)	externe (personne-mSv)	
2006	439	1 583	491	1 531	2 022
2007	336	4 353	750	3 939	4 689
2008	387	3 853	578	3 662	4 240
2009	341	2 402	244	2 499	2 743
2010	265	3 277	194	3 348	3 542

Bruce-A – tranches 1 et 2					
Année	Dose collective		Dose collective		Dose efficace collective totale (personne-mSv)
	liée aux activités routinières (personne-mSv)	liée aux activités de réfection (personne-mSv)	interne (personne-mSv)	externe (personne-mSv)	
2006	—**	1 505	214	1 291	1 505
2007	—**	4 331	403	3 928	4 331
2008	—**	3 204	88	3 116	3 204
2009	—**	5 110*	565*	4 545	5 110*
2010	—**	4 123	25	4 098	4 123

* Cette dose comprend la dose interne totale de 512 mSv reçue par les 557 travailleurs qui ont été impliqués dans l'événement de novembre 2009 à la tranche 1 lié à la présence de contamination alpha.

** Ces tranches sont en réfection.

La centrale Bruce-A compte quatre tranches. Les tranches 3 et 4 sont en service tandis que les tranches 1 et 2 sont en réfection.

La plus grande partie de la dose externe (principalement de sources externes) aux tranches 3 et 4 peut être attribuée aux travaux en temps d'arrêt. À la suite d'initiatives de la part de Bruce Power, la dose interne à ces tranches a diminué en 2010 par rapport aux années antérieures. Ces initiatives comprennent le port de nouvel équipement de protection (habit de protection en plastique de type Sperion) et des mesures d'optimisation du rendement du système de récupération de la vapeur dans les voûtes.

Aucun travailleur aux tranches 3 et 4 de la centrale Bruce-A n'a reçu une dose supérieure à 20 mSv en 2010. La dose effective maximale reçue par un travailleur à ces tranches était de 11,65 mSv.

Les tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A sont en réfection depuis 2005. Une grande quantité de travaux entraînant des doses importantes ont été effectués depuis 2007. L'exécution des travaux prenant plus de temps que prévu et leur portée ayant été élargie, la dose globale due à ce projet sera supérieure à celle prévue.

Aucun travailleur aux tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A n'a reçu une dose supérieure à 20 mSv en 2010. La dose effective maximale reçue par un travailleur à ces tranches était de 12,92 mSv dans le cadre du redémarrage.

F.2 Doses annuelles à la centrale Bruce-B

Bruce-B – tranches 5 à 8					
Année	Dose collective		Dose collective		Dose efficace collective totale (personne-mSv)
	liée aux activités routinières (personne-mSv)	liée aux arrêts (y compris les arrêts imprévus) (personne-mSv)	interne (personne-mSv)	externe (personne-mSv)	
2006	573	3 231	277	3 527	3 804
2007	640	3 572	382	3 830	4 212
2008	639	6 013	588	6 064	6 652
2009	570	3 737	333	3 974	4 307
2010	534	3 079	618	2 995	3 613

Quatre tranches étaient en service à la centrale Bruce-B en 2010.

Deux arrêts planifiés d'importance ont eu lieu à la centrale Bruce-B en 2010 et ceux-ci ont eu une incidence importante sur la dose collective totale. Deux arrêts imprévus ont également eu lieu mais leur incidence sur les doses reçues a été négligeable.

La dose collective externe pour l'année 2010 est la plus basse des cinq dernières années. Ceci est attribuable à des améliorations de la gestion des doses lors des arrêts. Il y a eu cependant une augmentation de la dose interne pour l'année à la centrale Bruce-B à cause d'un déversement de modérateur à la tranche 6 qui a entraîné une dose interne de 290 personne-mSv.

La dose maximale reçue par un travailleur à la centrale Bruce-B en 2010 est de 25,18 mSv. Ce travailleur a été impliqué dans l'événement entourant le déversement de modérateur à la tranche 6.

F.3 Doses annuelles à la centrale Darlington

Darlington – tranches 1 à 4					
Année	Dose collective		Dose collective		Dose efficace collective totale (personne-mSv)
	liée aux activités routinières (personne-mSv)	liée aux arrêts (y compris les arrêts imprévus) (personne-mSv)	interne (personne-mSv)	externe (personne-mSv)	
2006	353	2 848	383	2 818	3 201
2007	343	3 764	354	3 753	4 107
2008	220	1 516	139	1 597	1 736
2009	256	2 937	393	2 800	3 193
2010	331	3 373	220	3 484	3 704

Quatre tranches étaient en service à la centrale Darlington en 2010.

Deux arrêts planifiés (tranches 2 et 4) ont eu lieu à la centrale Darlington en 2010 et ceux-ci ont eu une incidence importante sur la dose collective totale pour l'année. Deux arrêts imprévus (tranches 3 et 4) ont également eu lieu mais leur incidence sur la dose collective a été relativement mineure.

À la suite d'initiatives prises à la centrale Darlington pour réduire le terme source associé au tritium, la dose interne a diminué en 2010 par rapport aux années antérieures. Ces initiatives comprennent une amélioration du rendement des sècheurs afin de diminuer la concentration de tritium dans l'air, un abaissement de la concentration de tritium dans l'eau lourde du modérateur et une diminution des fuites d'eau lourde.

La dose externe a augmenté en 2010 en comparaison à celles des deux dernières années, en raison de doses plus élevées que prévues pour la mise en place et l'enlèvement d'échafaudages au cours des deux arrêts planifiés. On a attribué cela principalement au manque d'expérience des travailleurs. Un plan de mesures correctives a été mis en œuvre afin de régler le problème de rendement en matière de dose.

Aucun travailleur à la centrale Darlington n'a reçu une dose supérieure à 20 mSv en 2010. La dose effective maximale reçue par un travailleur était de 15,74 mSv.

F.4 Doses annuelles à la centrale Pickering-A

Deux tranches (tranches 1 et 4) sont en service à la centrale Pickering-A et deux autres (tranches 2 et 3) sont dans un état de conservation sûre.

Pickering-A – tranches 1 et 4					
Année	Dose collective		Dose collective		Dose efficace collective totale (personne-mSv)
	liée aux activités routinières (personne-mSv)	liée aux arrêts (y compris les arrêts imprévus) (personne-mSv)	interne (personne-mSv)	externe (personne-mSv)	
2006	570	2 254	580	2 244	2 824
2007	330	1 816	466	1 680	2 146
2008	536	166	316	386	702
2009	473	1 970	551	1 892	2 443
2010	386	2 688	367	2 707	3 074

La plus grande partie de la dose collective aux tranches 1 et 4 est attribuable aux travaux effectués au cours des arrêts en 2010.

La dose reçue lors d'un arrêt imprévu ayant été plus élevée que l'objectif prévu, la dose associée à l'arrêt planifié P1011 reflétant un débit de dose à la face du réacteur de la tranche 1 plus élevé que prévu et l'envergure des travaux lors de arrêts P1011 et P1041 des tranches 1 et 4 ont entraîné une dose collective externe plus grande que l'objectif fixé pour l'année 2010. Des plans de mesures correctives ont été mis en œuvre afin de régler le problème de rendement en matière de dose.

À la suite des améliorations au niveau de la gestion des fuites, une fiabilité accrue des sècheurs du système de récupération des vapeurs, l'usage d'un déshumidificateur additionnel lors de l'arrêt P1011 afin d'abaisser la concentration ambiante de tritium dans le bâtiment du réacteur et le port obligatoire d'un habit de protection en plastique pour effectuer des travaux dans la salle des générateurs de vapeur tout au long de l'arrêt P1011, le rendement au chapitre de la dose collective interne a dépassé l'objectif visé en 2010. L'acharnement avec lequel on a travaillé à réduire les émissions de tritium à la centrale a également contribué à un rendement supérieur à l'objectif visé.

Pickering-A (état de conservation sûr) – tranches 2 et 3					
Année	Dose collective		Dose collective		Dose efficace collective totale (personne-mSv)
	liée aux activités routinières (personne-mSv)	liée aux activités de conservation dans un état sûr (personne-mSv)	interne (personne-mSv)	externe (personne-mSv)	
2008	—*	78	33	45	78
2009	—*	185	87	97	185
2010	—*	65	16	49	65

* Ces tranches sont dans un état d'arrêt garanti et de conservation sûr.

En 2010, les tranches 2 et 3 à la centrale Pickering-A ont passé de l'état d'arrêt garanti à l'état de conservation sûr.

La dose collective externe est inférieure à l'objectif visé pour l'année 2010. La dose collective interne est également inférieure à l'objectif visé. Le projet de placer les tranches dans l'état de conservation sûr s'est terminé en septembre 2010 et aucune dose n'a été attribuée à ce projet depuis.

Aucun travailleur ou employé d'un entrepreneur au site de Pickering (tranches 1 à 8)* n'a reçu une dose supérieure à 20 mSv en 2010. La dose effective maximale reçue par un travailleur était de 13,47 mSv.

* Les travailleurs et les employés des entrepreneurs œuvrent aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Les données relatives à la dose effective maximale sont fournies pour l'ensemble du site.

F.5 Doses annuelles à la centrale Pickering-B

Pickering-B – tranches 5 à 8					
Année	Dose collective		Dose collective		Dose efficace collective totale (personne-mSv)
	liée aux activités routinières (personne-mSv)	liée aux arrêts (y compris les arrêts imprévus) (personne-mSv)	interne (personne-mSv)	externe (personne-mSv)	
2006	1 238	3 602	1 048	3 792	4 840
2007	929	2 795	752	2 972	3 724
2008	662	3 292	666	3 288	3 954
2009	573	2 836	532	2 877	3 409
2010	698*	3 238	584	3 352	3 936

* Cette dose est liée aux activités routinières, à l'arrêt à des fins d'inspection du bâtiment sous vide (74 personne-mSv) et à des arrêts imprévus de courte durée.

Quatre tranches étaient en service à la centrale Pickering-B en 2010.

La plus grande partie de la dose collective à la centrale Pickering-B est attribuable aux travaux effectués au cours des arrêts. Deux arrêts planifiés ont eu lieu en 2010 (l'arrêt P1072 a duré 75 jours et a entraîné une dose collective totale de 950 personne-mSv; l'arrêt P101 a duré 76 jours et a entraîné une dose collective totale de 2 288 personne-mSv) et ont eu une incidence importante (3 238 personne-mSv) sur la dose collective totale pour l'année. L'arrêt à des fins d'inspection du bâtiment sous vide a également contribué à la dose collective mais de façon relativement mineure (74 personne-mSv).

La dose interne en 2010 est demeurée stable par rapport à l'année 2009, reflétant une tendance à la baisse au cours des cinq dernières années attribuable à des initiatives prises à la centrale Pickering pour réduire le terme source lié au tritium. Ces initiatives ont contribué à un meilleur rendement des sécheurs, une baisse de la concentration du tritium dans l'eau lourde du modérateur et du CCP de même qu'un accès plus facile aux données sur les concentrations actuelles en tritium et leurs tendances aux différentes tranches.

Aucun travailleur ou employé d'un entrepreneur au site de Pickering (tranches 1 à 8)* n'a reçu une dose supérieure à 20 mSv en 2010. La dose effective maximale reçue par un travailleur était de 13,47 mSv.

* Les travailleurs et les employés des entrepreneurs œuvrent aux centrales Pickering-A et Pickering-B. Les données relatives à la dose effective maximale sont fournies pour l'ensemble du site.

F.6 Doses annuelles à la centrale Gentilly-2

Année	Dose collective		Dose collective		Dose efficace collective totale (personne-mSv)
	liée aux activités routinières (personne-mSv)	liée aux arrêts (y compris les arrêts imprévus) (personne-mSv)	interne (personne-mSv)	externe (personne-mSv)	
2006	322	904	198	1 028	1 226
2007	163	487	115	535	650
2008	153	1 001	140	1 014	1 154
2009	156	521	106	571	677
2010	105	641	121	625	746

Gentilly-2 est une centrale à une seule tranche.

La plus grande partie de la dose collective à la centrale Gentilly-2 est attribuable aux travaux effectués au cours des arrêts. La légère augmentation de la dose efficace collective totale observée en 2010 est due à la durée et la portée des travaux effectués en temps d'arrêt au cours de l'année.

On remarque depuis 2006 une tendance à la baisse de la dose collective totale liée aux activités routinières. Cette baisse est en partie attribuable à certaines initiatives d'application du principe ALARA.

La tendance de la dose interne en 2010 est la même que celle des cinq dernières années en raison des efforts déployés en 2007 pour optimiser les pratiques de radioprotection relatives au port d'équipement de protection respiratoire.

Aucun travailleur n'a reçu une dose supérieure à 20 mSv en 2010. La dose effective maximale reçue par un travailleur à la centrale Gentilly-2 est de 10,98 mSv.

F.7 Doses annuelles à la centrale Point Lepreau

Année	Dose collective		Dose collective		Dose efficace collective totale (personne-mSv)
	liée aux activités routinières (personne-mSv)	liée aux arrêts (y compris les arrêts imprévus) (personne-mSv)	interne (personne-mSv)	externe (personne-mSv)	
2006	156	745	131	770	901
2007	129	535	68	596	664
2008*	55	5 943	374	5 624	5 998
2009	s.o.	4 082	123	3 960	4 082
2010	s.o.	1 375	50	1 325	1 375

* Les travaux de réfection ont débuté en 2008.

Point Lepreau est une centrale à une seule tranche.

L'arrêt planifié ayant été de courte durée, les doses collectives pour l'année 2007 ont été les plus faibles doses annuelles enregistrées depuis 1991.

À la fin de mars 2008, la centrale a été arrêtée à des fins de réfection. Les activités de réfection se poursuivant, la centrale est demeurée à l'arrêt en 2009 et 2010.

Étant donné la nature des travaux de réfection, la dose collective totale liée à la période de réfection est plus élevée (2008 à 2010) que les doses liées aux activités routinières. La majorité des travaux de démantèlement ont été complétés vers la fin de 2009.

Énergie NB a interrompu en 2010 l'installation des tubes de calandre (TC) pendant une période d'environ cinq mois à cause d'incertitudes relatives à l'étanchéité des joints laminés. Énergie NB a déterminé que les 380 TC qui avaient déjà été installés dans le réacteur seraient enlevés et remplacés afin de s'assurer de l'intégrité de l'étanchéité entre les joints laminés et les TC. Les activités de réfection liées au remplacement des TC ont repris à l'automne 2010.

Les doses en 2010 sont considérablement inférieures à celles des années 2008 et 2009 en raison :

- de l'interruption d'activités de réfection
- la moyenne des doses collectives reçues à chaque jour est considérablement plus petite pour les activités d'installation que pour les activités de démantèlement (les débits et les temps d'exposition étant moindres)

Aucun travailleur n'a reçu une dose supérieure à 20 mSv à la centrale Point Lepreau en 2010. La dose effective maximale reçue par un travailleur à la centrale est de 11,9 mSv.

F.8 Doses annuelles collectives totales pour toutes les centrales nucléaires au Canada

Sommaire des doses reçues au travail de 2006 à 2010*

Année	Nombre de réacteurs en service	Dose collective		Dose efficace collective totale (personne-Sv)	Moyenne de la dose efficace collective totale, par tranche (personne-Sv)
		liée aux activités routinières (personne-Sv)	liée aux arrêts (y compris les arrêts imprévus) (personne-Sv)		
2006	18	3,65	15,17	18,82	1,0
2007	18	2,87	17,32	20,19	1,1
2008	17	2,60	15,84	18,44	1,1
2009	17	2,37	14,40	16,77	1,0
2010	17	2,37	16,30	18,66	1,1

* Les valeurs des doses collectives ne comprennent pas celles liées aux activités de réfection aux tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A et à la centrale Point Lepreau.

La moyenne de la dose efficace collective totale par tranche pour toutes les centrales nucléaires en service au Canada a varié entre 1,0 et 1,1 personne-Sv au cours des cinq dernières années.

La figure 8, à la section 1A.7, présente un graphique de ces données en comparaison aux valeurs des doses collectives de rayonnement sur la scène internationale.